

RESOLUCIÓN CNEE-128-2024
Guatemala, 14 de mayo 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 24 de abril de 2024, el AMM remitió a la CNEE la nota identificada como GG-278-2024, mediante la cual solicitó la aprobación de las modificaciones a las siguientes Normas de Coordinación: Norma de Coordinación Comercial No. 1 -NCC 1-, Norma de Coordinación Comercial No. 3 -NCC 3-, Norma de Coordinación Comercial No. 5 -NCC 5-, Norma de Coordinación Comercial No. 8 -NCC 8-, Norma de Coordinación Comercial No. 14 -NCC 14-, Norma de Coordinación Comercial No. 15 -NCC 15-, Norma de Coordinación Operativa No. 2 -NCO 2-, Norma de Coordinación Operativa No. 3 -NCO 3- y Norma de Coordinación Operativa No. 4 -NCO 4-; dichas modificaciones se encuentran contenidas en las Resoluciones 3139-02, 3139-04, 3139-05, 3139-06, 3139-08, 3139-09, 3139-11, 3139-12 y 3139-13, respectivamente, emitidas por la Junta Directiva del AMM, a través del Acta Número 3139, de la sesión celebrada el 17 de abril de 2024. Asimismo, el AMM remitió a la CNEE la nota identificada como GG-308-2024, mediante la cual solicitó la aprobación de las modificaciones a las siguientes Normas de Coordinación: Norma de Coordinación Comercial No. 2 -NCC 2-, Norma de Coordinación Comercial No. 13 -NCC 13- y Norma de Coordinación Operativa No. 1 -NCO 1-; dichas modificaciones se encuentran contenidas en las Resoluciones 3142-03, 3142-



04 y 3142-05, respectivamente, emitidas por la Junta Directiva del AMM, a través del Acta Número 3142, de la sesión celebrada el 8 de mayo de 2024.

CONSIDERANDO:

Que el AMM en su solicitud manifestó que es necesario modificar la normativa vigente, con el objeto de ampliar los conceptos y procedimientos establecidos en la regulación del Mercado Mayorista, para la coordinación comercial y operativa de las tecnologías de generación solar fotovoltaica y eólica, y de sistemas de almacenamiento en operación como Generación Híbrida Autónoma, así como participar en la Regulación Primaria de Frecuencia; 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 para determinar si las disposiciones planteadas en el presente caso, son las adecuadas o, en su caso, realizar posteriormente los ajustes que estime pertinentes, lo anterior, de conformidad con lo establecido en los artículos 1, 20 literal c), 33 y 51 del RAMM.

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 3139 y Acta número 3142, correspondientes a las sesiones celebradas por la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista de fechas 17 de abril de 2024 y 8 de mayo de 2024:
 - a. Norma de Coordinación Comercial No. 1 -NCC 1- «Coordinación del Despacho de Carga», contenida en la Resolución Número 3139-02 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. 2 -NCC 2- «Oferta y Demanda Firme», contenida en la Resolución Número 3142-03 emitida por el Administrador del



Mercado Mayorista, cuyas modificaciones se encuentran en el Anexo II de la presente resolución;

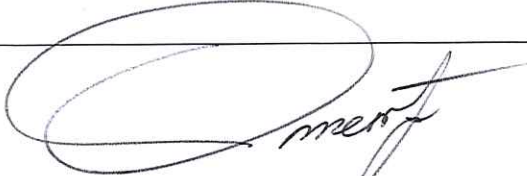
- c. Norma de Coordinación Comercial No. 3 -NCC 3- «Transacciones de Desvíos de Potencia», contenida en la Resolución Número 3139-04 emitida por el Administrador del Mercado Mayorista, cuyas modificaciones se encuentran en el Anexo III de la presente resolución;
- d. Norma de Coordinación Comercial No. 5 -NCC 5- «Sobrecostos de Unidades Generadoras Forzadas», contenida en la Resolución Número 3139-05 emitida por el Administrador del Mercado Mayorista, cuyas modificaciones se encuentran en el Anexo IV de la presente resolución;
- e. Norma de Coordinación Comercial No. 8 -NCC 8- «Cargo por Servicios Complementarios», contenida en la Resolución Número 3139-06 emitida por el Administrador del Mercado Mayorista, cuyas modificaciones se encuentran en el Anexo V de la presente resolución;
- f. Norma de Coordinación Comercial No. 13 -NCC 13- «Mercado a Término», contenida en la Resolución Número 3142-04 emitida por el Administrador del Mercado Mayorista, cuyas modificaciones se encuentran en el Anexo VI de la presente resolución;
- g. Norma de Coordinación Comercial No. 14 -NCC 14- «Habilitación Comercial para operar en el Mercado Mayorista y Sistema de Medición Comercial», contenida en la Resolución Número 3139-08 emitida por el Administrador del Mercado Mayorista, cuyas modificaciones se encuentran en el Anexo VII de la presente resolución;
- h. Norma de Coordinación Comercial No. 15 -NCC 15- «Norma de Inhabilitación en el Mercado Mayorista», contenida en la Resolución Número 3139-09 emitida por el Administrador del Mercado Mayorista, cuyas modificaciones se encuentran en el Anexo VIII de la presente resolución;
- i. Norma de Coordinación Operativa No. 1 -NCO 1- «Base de Datos», contenida en la Resolución Número 3142-05 emitida por el Administrador del Mercado Mayorista, cuyas modificaciones se encuentran en el Anexo IX de la presente resolución;
- j. Norma de Coordinación Operativa No. 2 -NCO 2- «Coordinación de la Operación en Tiempo Real», contenida en la Resolución Número 3139-11 emitida por el Administrador del Mercado Mayorista, cuyas modificaciones se encuentran en el Anexo X de la presente resolución;
- k. Norma de Coordinación Operativa No. 3 -NCO 3- «Coordinación de Servicios Complementarios», contenida en la Resolución Número 3139-12 emitida por el





Administrador del Mercado Mayorista, cuyas modificaciones se encuentran en el Anexo XI de la presente resolución; y


- I. Norma de Coordinación Operativa No. 4 -NCO 4- «Determinación de los Criterios de Calidad y Niveles Mínimos de Servicio», contenida en la Resolución Número 3139-13 emitida por el Administrador del Mercado Mayorista, cuyas modificaciones se encuentran en el Anexo XII 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 1, 2, 3, 5, 8, 13, 14 y 15 y, de las Normas de Coordinación Operativa Números 1, 2, 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 Peiz
Directora


Licenciado Jorge Guillermo Arauz Aguilar
Director


Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General




Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General

Resolución CNEE-128-2024

Página 4 de 92

ANEXO I. NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 1

RESOLUCIÓN NÚMERO 3139-02

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, para el debido cumplimiento de las funciones asignadas dentro del marco regulatorio al Administrador del Mercado Mayorista, 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.

CONSIDERANDO:

Que, es necesario ampliar los conceptos y procedimientos establecidos en la normativa para permitir la coordinación comercial y operativa de las tecnologías de generación solar fotovoltaica y eólica, sistemas de almacenamiento en operación híbrida con estas centrales para la gestión de su energía, así como sistemas de almacenamiento para participar en la Regulación Primaria de Frecuencia.

POR TANTO:

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

RESUELVE:

EMITIR:

La siguiente:

MODIFICACIÓN A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 1.

COORDINACION DEL DESPACHO DE CARGA

Artículo 1. Se modifica la literal (c) del numeral 1.1.2, la cual queda así:

- (c) La optimización de la oferta disponible de generación y de los sistemas de almacenamiento, tomando en cuenta restricciones operativas y de transporte, disponibilidad de combustibles, consideraciones ambientales, condiciones hidrológicas, las necesidades de los usos múltiples del agua; así como, condiciones del recurso primario de las centrales solares fotovoltaicas y eólicas; y

Artículo 2. Se modifica la segunda viñeta del numeral 1.1.3, la cual queda así:

- Anexo 1.2 - Programación y despacho de centrales hidráulicas, solares fotovoltaicas, eólicas y la GHA

Artículo 3. Se agrega el numeral 1.1.4, con el siguiente texto:

1.1.4. DEFINICIONES

Para los efectos de las Normas de Coordinación Comercial (NCC) y las Normas de Coordinación Operativa (NCO), se establecen las siguientes definiciones:

- (a) **Sistema de almacenamiento:** Consiste en un equipamiento tecnológico capaz de transformar energía eléctrica en otro tipo de energía y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla al sistema eléctrico. La tecnología para almacenar puede ser química, potencial, térmica, entre otras.
- (b) **Generación Híbrida Autónoma (GHA):** Es el atributo de un generador de energía renovable solar fotovoltaica o eólica, que dispone de un sistema de almacenamiento propio localizado en el mismo sitio y punto de vinculación al SNI de la central generadora y que utiliza toda o parte de la producción del generador para efectos de almacenamiento de energía, sin retirar energía del sistema eléctrico para la carga del almacenamiento. La carga y descarga del sistema de almacenamiento están bajo la coordinación del AMM, con el objeto de asegurar el mínimo costo operativo del sistema. El tratamiento de la producción de energía y potencia del generador se hará como una central en su conjunto, generadores solares fotovoltaicos o eólicos y sistema de almacenamiento.

Artículo 4. Se modifica el primer párrafo de la quinta viñeta de la literal (a) del numeral 1.2.3.1, la cual queda así:

- Para centrales generadoras basadas en recursos renovables no hidráulicos, la metodología para el cálculo del costo variable de generación, incluyendo sus respectivos costos variables de operación y mantenimiento. Para generadores con GHA, el costo variable de operación y mantenimiento incluirá los costos que correspondan a los de la componente del generador solar fotovoltaico o eólico y de la componente de sistema de almacenamiento. En este caso, se debe especificar el costo variable que corresponde a la central y el costo variable que corresponde al sistema de almacenamiento. Además:

Artículo 5. Se modifica la segunda subviñeta de la quinta viñeta de la literal (a) del numeral 1.2.3.1, la cual se sustituye por las siguientes dos subviñetas:

- Para las centrales eólicas, incluyendo las que produzcan GHA: los datos históricos de la velocidad del viento, medidas a la altura de las aspas del generador de por lo menos seis años anteriores, los rangos de velocidad del viento con los que puede generar cada unidad de la central generadora, toda la información necesaria para la estimación de su energía utilizando la planilla establecida por el AMM para el efecto, y la información de las características técnicas de los equipos para compensación de potencia reactiva que utilicen. Para las centrales con menos de seis años de operación comercial, que no cuenten con la totalidad de datos históricos para alcanzar los seis años, el generador podrá completarlos con estudios teóricos, siempre y cuando estos estén fundamentados en al menos cuatro años de mediciones reales del recurso primario. Si las mediciones de velocidad de viento de que se dispone no corresponden a las velocidades

medidas a la altura del aerogenerador, el generador deberá extrapolar los valores disponibles para que correspondan a la altura indicada; esta información deberá ser respaldada con la memoria de cálculo que se haya utilizado. Después de seis años de operación comercial, el generador deberá proporcionar datos históricos.

- Para las centrales solares fotovoltaicas, incluyendo las que produzcan GHA: los datos históricos de niveles de irradiación de, por lo menos, seis años anteriores; toda la información necesaria para la estimación de su energía utilizando la planilla establecida por el AMM para el efecto y la información de las características técnicas de los equipos para compensación de potencia reactiva que utilicen. Para las centrales con menos de seis años de operación comercial, que no cuenten con la totalidad de datos históricos para alcanzar los seis años, el generador podrá completarlos con estudios teóricos, siempre y cuando estos estén fundamentados en al menos cuatro años de mediciones reales del recurso primario. Después de seis años de operación comercial, el generador deberá proporcionar datos históricos.

Artículo 6. Se agregan los numerales (5) y (6) a la literal (a) del numeral 1.2.4.2, con el siguiente texto:

- (5) Para los generadores solares fotovoltaicos y eólicos, así como los generadores con GHA, el AMM hará el proceso de validación de las curvas de producción esperada mensual, comparando la nueva información recibida con la correspondiente a años anteriores y unidades generadoras similares. En caso el AMM detecte diferencias en los datos declarados o que estos no estén justificados, podrá requerir información adicional.
- (6) Para los generadores con GHA, el AMM hará el proceso de validación de los costos variables de operación y mantenimiento con los correspondientes a unidades similares. En caso de que el AMM detecte diferencias en los datos declarados o que estos no estén justificados, podrá requerir información adicional.

Artículo 7. Se agrega una viñeta al final del numeral 1.2.6.2, con el siguiente texto:

- Operación esperada de la GHA.

Artículo 8. Se modifica el numeral 1.3.1.1, el cual queda así:

- 1.3.1.1 Semanalmente, el AMM programará la operación óptima de la oferta de generación disponible y de los sistemas de almacenamiento para la semana siguiente (de domingo a sábado), estimando la generación de cada unidad para minimizar el costo total de operación más el costo de desconexión de la red.

Artículo 9. Se modifica la literal (b) del numeral 1.3.1.2, la cual queda así:

- (b) Asignación diaria de la generación de centrales hidráulicas, tomando en cuenta los usos no energéticos del agua y restricciones ambientales, así como determinar la operación diaria de generadores solares fotovoltaicos, eólicos y generadores con GHA.

Artículo 10. Se modifica la literal (g) del numeral 1.3.1.3, la cual queda así:

- (g) Costos variables de generación de unidades generadoras y el costo variable de generación de las importaciones calculado de acuerdo con la metodología declarada;

Artículo 11. Se agrega la literal (d) al numeral 1.3.2.1, con el siguiente texto:

- (d) Optimización de la operación de los sistemas de almacenamiento que forman parte de los generadores con GHA.

Artículo 12. Se modifica la literal (e) del numeral 1.3.2.3, la cual queda así:

- (e) Modelo de optimización de la oferta de generación disponible y de los sistemas de almacenamiento, con capacidad para cálculo de valor del agua de las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación anual, consideración de los costos de la máquina falla y demanda interrumpible. El modelo deberá representar la operación esperada del SNI en la semana, considerando 168 valores por semana, con una resolución de una (1) hora. La operación de los sistemas de almacenamientos de los generadores con GHA se realizará considerando un tiempo máximo de regulación de 24 horas. El tiempo máximo de regulación se refiere a la duración máxima del ciclo de operación a ser representado en el modelo de optimización.

Artículo 13. Se modifica la literal (e) del numeral 1.3.3, la cual queda así:

- (e) Centrales eólicas y solares fotovoltaicas, los datos de proyección de energía a generar para cada una de las 168 horas de la semana, con perfil máximo, medio y mínimo, así como los datos de velocidad de viento para eólicas e irradiancia solar para las solares fotovoltaicas. Para los generadores con GHA, los datos de proyección de energía a generar por la componente de generación eólica o solar fotovoltaica para cada una de las 168 horas de la semana, con perfil máximo, medio y mínimo, así como datos de velocidad del viento para eólicas e irradiancia solar para las solares fotovoltaicas.

Artículo 14. Se modifica el primer párrafo del numeral 1.3.4.1, el cual queda así:

- 1.3.4.1 A la hora 15:00 del día viernes, el AMM presentará a los Participantes del MM los resultados de la programación semanal. La metodología y programas de computación a utilizar permitirán obtener la optimización de la operación de la oferta de generación disponible y de los sistemas de almacenamiento, brindando la siguiente información:

Artículo 15. Se modifica la literal (c) del numeral 1.4.1.2, la cual queda así:

- (c) Potencia activa a generar por cada unidad que utilice fuente renovable, incluyendo la de los generadores con GHA, considerando el correspondiente margen de Reserva Rodante Regulante;

Artículo 16. Se agrega la literal (f) al numeral 1.4.2, con el siguiente texto:

- (f) Optimización de despacho de los generadores con GHA.

Artículo 17. Se agrega la literal (g) al numeral 1.4.3, con el siguiente texto:

- (g) Generadores solares fotovoltaicos y eólicos, así como los generadores solares fotovoltaicos y eólicos que formen parte de un generador con GHA: perfiles horarios de generación con potencia máxima, media y mínima esperada, a partir de la disponibilidad de su recurso primario, así como la información para replicarla, correspondiente a datos de velocidad del viento o irradiancia solar.

Artículo 18. Se modifica la literal (b) del numeral 1.4.5.1, la cual queda así:

- (b) Antes de las 11:00 horas de cada día, el AMM informará a los Participantes del Mercado Mayorista a través de la página de internet del AMM, la generación que resultó no despachada en el predespacho nacional en cada hora, que quedará disponible para exportar al Mercado Eléctrico Regional. Esta generación incluirá la porción que queda disponible de las centrales hidroeléctricas en condiciones de vertimiento descontando la reserva de regulación primaria, cuando no sea despachada la totalidad de la potencia de la central. Dentro de la generación disponible para exportar al MER no se incluirán: i) las unidades que han presentado ofertas y están disponibles para prestar el servicio de reserva rodante operativa; ii) las unidades que prestarán el servicio de reserva rápida; iii) las unidades que se encuentran indisponibles por mantenimiento programado, indisponibilidad forzada y las unidades generadoras con restricciones de arranque y parada que estén disponibles pero fuera de operación; iv) unidades que se encuentran respaldando pruebas; v) unidades generadoras eólicas y solares fotovoltaicas; vi) unidades con paquetes de energía preestablecidos para la programación semanal y el despacho diario, y vii) unidades generadoras con GHA.

El AMM informará mensualmente a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica el detalle horario del mes anterior, correspondiente a la generación que no resultó despachada en el predespacho nacional y que quedó disponible para exportar al Mercado Eléctrico Regional según lo antes indicado.

Artículo 19. Se modifica la literal (d) del numeral 1.6.2, la cual queda así:

- (d) Costos Variables de Generación de las unidades generadoras, que resulten de los cálculos efectuados por el AMM.

Artículo 20. Se modifica el título del Anexo 1.2, el cual queda así:

ANEXO 1.2

PROGRAMACIÓN Y DESPACHO DE CENTRALES HIDRÁULICAS, SOLARES FOTOVOLTAICAS, EÓLICAS Y LA GHA

Artículo 21. Se modifica el numeral A1.2.4.3.5 del Anexo 1.2, el cual queda así:

A1.2.4.3.5 El modelo de simulación determinará la programación de la operación para cada semana del período mediante un despacho de la generación y de los sistemas de almacenamiento que forman parte de un generador con GHA, haciendo competir la oferta hidroeléctrica, con sus posibilidades de cubrimiento de la demanda del período de máxima demanda, la oferta renovable no hidráulica, con la oferta térmica, con sus costos variables de generación y las características técnicas de las máquinas y con las máquinas de falla. En tanto la CNEE no defina las máquinas de falla, se considerará que el Costo Variable de Generación representativo de tales máquinas será equivalente al doble del Costo Variable de Generación de la máquina más cara en la programación de largo plazo del Año Estacional inmediato anterior.

Artículo 22. Se modifica el segundo párrafo del numeral A1.2.5 del Anexo 1.2, el cual queda así:

Las restricciones hidráulicas podrán forzar desviaciones al despacho óptimo.

Artículo 23. Se modifica el vigésimo párrafo, con sus tres viñetas, del numeral A1.2.6, del Anexo 1.2, el cual queda así:

En consecuencia, el programa de cargas de un Generador hidráulico es el resultante de las distintas etapas del despacho de la generación del MM que definen:

- el valor del agua embalsada, será el calculado por el AMM;
- paquetes de energía, para cada tipo de día y total semanal, obtenidos con el programa de despacho de la generación semanal en función del valor del agua disponible;
- programas de carga horarios de acuerdo al despacho óptimo diario y sus modificaciones en tiempo real, ubicando la energía hidráulica despachada a lo largo de las horas del día de forma tal de minimizar el costo total de operación del MM, considerando las características físicas de las centrales generadoras declaradas por el Participante Productor correspondiente, las limitaciones físicas de la red de transporte y otras restricciones necesarias para el despacho económico, según lo establecido en la NCO-4.

Artículo 24. Se modifica el numeral A1.2.8 del Anexo 1.2, el cual queda así:

A1.2.8 Restricciones Operativas y de Transporte que afectan el Despacho de centrales hidroeléctricas, solares fotovoltaicas, eólicas y de generadores con GHA

Las restricciones de operación y transporte fuerzan un límite sobre la máxima generación hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA que puede tomar el MM. Estas restricciones pueden ser:

- a) Restricciones Programadas, que en general solo afectan el despacho de generación hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA en algunas horas y en determinadas condiciones;
- b) Restricciones Forzadas, que debido a la indisponibilidad imprevista de parte del equipamiento existente, provocan una limitación mayor que las restricciones programadas y afectan al despacho de generación hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA continuamente hasta que se repare el inconveniente y se vuelva a la limitación normal (la programada).

Las restricciones programadas son conocidas e incluidas dentro de los modelos de programación y despacho. En general, producen limitaciones en el despacho horario de potencia hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA, pero no fuerzan excedentes de esta energía renovable salvo situaciones extremas (años hidrológicos húmedos, altos aportes de generación solar fotovoltaica o eólica) ya que, al ser tenidas en cuenta en la programación a mediano y largo plazo, se busca ubicar el agua en centrales hidráulicas con disponibilidad de embalse a lo largo de las semanas evitando vertimiento, o sea tratando de no superar estas limitaciones.

Las restricciones forzadas, en cambio, producen una modificación respecto a la operación programada. Pueden tener una permanencia que provoque, además de excedentes de potencia hidráulica, limitaciones imprevistas en la energía que podrá tomar el MM y llevar a una condición de excedentes hidráulicos que fuerce a erogar por vertedero, o excedentes de energía solar fotovoltaica, eólica o de generadores con GHA que fuerce a limitar la potencia a generar de las centrales, resultando en pérdida de recurso renovable.

En consecuencia, las restricciones forzadas podrán a su vez clasificarse de dos tipos:

- a) Restricciones Forzadas Transitorias, con una permanencia menor que 12 horas;
- b) Restricciones Forzadas Prolongadas, con una permanencia mayor, pudiendo llegar a varios días.

En la programación y despacho semanal, dentro de un área desvinculada la energía hidráulica estará compitiendo a través del valor del agua en los embalses con los costos de operación del resto de centrales renovables y los costos de operación de las centrales térmicas. En caso de restricción a la oferta energética del área, por limitaciones en su acceso al Mercado, el despacho semanal definirá los paquetes de energía óptimos renovables y térmicos que resultan.

En el despacho diario, se buscará ubicar el agua dentro de las horas cubriendo la energía más cara vista desde el área desvinculada, o sea teniendo en cuenta el precio local.

Artículo 25. Se modifica el numeral A1.2.8.1 del Anexo 1.2, el cual queda así:

A1.2.8.1 Máxima generación hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA despachable

La capacidad de absorber la oferta hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA en el MM podrá estar limitada por:

- la capacidad de la red de transporte que permite exportar la energía producida en las Regiones Hidráulicas hacia el resto del MM;
- las restricciones operativas que fuerzan máquinas térmicas.

En función de las limitaciones indicadas, cada Región Hidráulica (r) tendrá una generación hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA máxima despachable (MAXERr) en función de:

- a) la demanda prevista para la región (DEMREG),
- b) la capacidad máxima de exportar energía fuera de la Región a través del sistema de transmisión (MAXRED),
- c) la potencia térmica forzada en la Región por requisitos operativos (FORZ).

A su vez, para el MM en conjunto la oferta de energía hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA máxima (MAXERMEM) despachable estará definida como el mínimo entre:

- la demanda total del MM (DEMMEM) menos la generación térmica forzada por restricciones operativas;
- la suma de la generación hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA máxima admisible (MAXERr) en cada Región Hidráulica, obtenida como la suma de la máxima generación hidráulica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA.

$$\text{MAXERMEM} = \min (\text{DEMMEM} - \text{FORZMEM}, \sum \text{MAXERr})$$

Artículo 26. Se modifica el numeral A1.2.8.2 del Anexo 1.2, el cual queda así:

A1.2.8.2 Excedentes de energía hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA

En la programación semanal, el AMM deberá tener en cuenta las limitaciones operativas y de transporte para establecer si existen excedentes de energía hidráulica hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA en el MM y/o en las Regiones Hidráulicas.

A su vez, en el despacho diario podrán resultar activas en algunas horas, restricciones operativas o de transporte que limiten la máxima potencia hidráulica hidroeléctrica, eólica, solar fotovoltaica y de generadores GHA despachable.

Artículo 27. Se modifica el numeral A1.2.8.2.2 del Anexo 1.2, el cual queda así:

A1.2.8.2.2 Excedentes de energía hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA en el MM

En la programación semanal, el AMM deberá tener en cuenta las limitaciones operativas y de transporte para establecer si existen excedentes de energía hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA en el MM o en las Regiones Hidráulicas.

A su vez, en el despacho diario podrán resultar activas en algunas horas, restricciones operativas o de transporte que limiten la máxima potencia hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA despachable.

El AMM deberá establecer límites a la producción de generación hidráulica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA, de forma tal de cumplir con las limitaciones antes indicadas a nivel MM y a nivel de cada región, de forma tal que, si hubiera restricciones activas, estas afecten por igual a la generación de estas tecnologías considerando:

- La generación hidráulica mínima (EHMINK) de cada central (k) como despacho forzado,
- La generación asociada al cumplimiento de los criterios de calidad requeridos tendrá prioridad en la asignación de excedentes renovables.

De resultar excedentes de energía hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica o de generadores con GHA a nivel del MM, se deberá limitar la energía a generar para cada central renovable. El excedente de generación se repartirá de forma proporcional entre estos generadores. Para la proporción a utilizar, se deberá considerar la energía mínima requerida por las centrales hidroeléctricas (EHMINK), así como la energía requerida de acuerdo con el caudal entrante que corresponda a cada central; para los generadores solares fotovoltaicos, eólicos y

generadores con GHA, se deberá considerar la energía requerida de acuerdo con la disponibilidad del recurso primario. La energía no despachada para las hidroeléctricas dará lugar a una erogación por vertedero. Por su parte, la energía no despachada de los generadores solares fotovoltaicos, eólicos y generadores con GHA resultará en una disminución del uso del recurso renovable.

Artículo 28. Se elimina el numeral A1.2.8.2.3 del Anexo 1.2.

Artículo 29. Se modifica el numeral A1.2.8.3, del Anexo 1.2, el cual queda así:

A1.2.8.3 Restricciones de potencia despachable

Una vez definida la energía a despachar en cada central hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA, o sea la resultante del despacho óptimo y los ajustes necesarios en caso de excedentes, el despacho diario definirá su óptima ubicación horaria.

Artículo 30. Se modifica el numeral A1.2.8.3.1 del Anexo 1.2, el cual queda así:

A1.2.8.3.1 Máxima potencia despachable

El resultado del modelo de despacho diario definirá los programas de carga para cada central de forma tal de ubicar la energía generada de centrales hidroeléctricas, solares fotovoltaicas, eólicas y de generadores con GHA como potencia horaria sin vulnerar las restricciones de transporte, teniendo en cuenta la máxima potencia horaria despachable.

La potencia máxima despachable en una Región será la suma de la demanda del área más la capacidad de Transmisión. Este valor corresponde a la potencia operada para la Región.

Artículo 31. Se modifica el tercer párrafo del numeral A1.2.9 del Anexo 1.2, el cual queda así:

En caso de estar programada u operando una central hidráulica con vertedero abierto o un generador solar fotovoltaico, eólico o generador con GHA, con reducción del uso del recurso primario, por imposibilidad de tomar el MM toda su oferta durante la operación en tiempo real, el AMM deberá buscar minimizar la energía vertida o no utilizada. En consecuencia, dentro de lo posible, el AMM tomará las desviaciones que se produzcan en tiempo real que requieran mayor generación aumentando la entrega de dicha central. De ser más de una de estas centrales generadoras renovables (hidroeléctricas, solares fotovoltaicas, eólicas o generadores con GHA) con excedentes, el AMM buscará repartir los excedentes de energía entre estas centrales en forma proporcional, dentro de las

posibilidades y considerando las restricciones que se presenten en la operación, así como los criterios establecidos en el numeral A1.2.8.2.2. Sin embargo, como consecuencia de los tiempos involucrados y de la dificultad de prever la permanencia y magnitud exacta de las desviaciones, el resultado final de un día sobre repartición de excedentes de energía renovable entre distintas centrales podrá no corresponder exactamente con las proporciones programadas en el despacho.

Artículo 32. Se modifica la segunda viñeta del numeral A1.2.10 del Anexo 1.2, la cual queda así:

- despacho de la generación y de los sistemas de almacenamiento que forman parte de un generador con GHA para el despacho semanal y diario,

Artículo 33. Se agrega el numeral A1.2.11 al Anexo 1.2, con el siguiente texto:

A1.2.11 PROGRAMACIÓN Y DESPACHO DE LOS GENERADORES CON GENERACIÓN HÍBRIDA AUTÓNOMA

Un generador con GHA se caracteriza por ser tratado en la programación de la operación, y en la operación misma, como una sola central generadora, compuesta por un generador solar fotovoltaico o eólico y un sistema de almacenamiento conectados en el mismo nodo del sistema de transmisión.

El generador con GHA podrá tener energía para ofrecer al despacho mientras esté en condiciones de producir energía incluyendo excedentes durante la fase de carga del almacenamiento.

La carga del sistema de almacenamiento será programada por el AMM y efectuada utilizando la generación del generador solar fotovoltaico o eólico asociado. No se permite el retiro de energía desde el sistema de transmisión para la carga del almacenamiento. A tal efecto, el titular del generador con GHA deberá instalar medidores de energía para el registro de la producción del generador solar fotovoltaico o eólico y la carga / descarga del sistema de almacenamiento, de manera independiente a la medición en el punto de entrega al sistema, de acuerdo con lo establecido en la NCC-14. El AMM verificará que los medidores no hayan registrado retiros no autorizados de energía desde la red de transmisión para la carga del sistema de almacenamiento, para lo cual se utilizarán los registros de dichas mediciones, tomando en cuenta los consumos propios típicos del generador fotovoltaico o eólico y de su sistema de almacenamiento. De incurrir en tales retiros, la primera vez, el AMM solicitará las aclaraciones correspondientes al Generador, que tendrá tres días hábiles para esclarecer lo ocurrido. En caso no pueda esclarecerse el AMM informará a la CNEE del incumplimiento; la segunda vez, se iniciará el proceso indicado en el numeral 4.2 de la NCC-15. En estas circunstancias, la valorización de la energía proveniente del SNI para la carga del sistema de almacenamiento, de forma no autorizada, se hará al precio máximo permitido para las ofertas de RRO en la hora en que se den tales retiros.

La descarga del almacenamiento será también programada por el AMM para cumplir con los objetivos de abastecer la demanda con una adecuada calidad y a mínimo costo del Sistema Nacional Interconectado.

La máxima potencia que un generador con GHA puede inyectar al sistema de transmisión en su conexión al S.N.I, como resultado de la producción de generación del generador solar fotovoltaico o eólico y de la inyección de su almacenamiento, no debe superar el límite de potencia autorizada de acuerdo con la respectiva resolución de Acceso a la Capacidad de Transporte emitida por la CNEE.

El generador con GHA debe disponer de un sistema de control que le permita gestionar la carga del sistema de almacenamiento a partir de la energía producida por el generador solar fotovoltaico o eólico.

Los generadores solares fotovoltaicos o eólicos que instalen sistemas de almacenamiento para operar con GHA que implique una modificación a la potencia intercambiada, deberán realizar una actualización a la autorización de Acceso a la Capacidad de Transporte de la CNEE.

Además, los generadores solares fotovoltaicos o eólicos interesados deberán habilitar comercialmente el sistema de almacenamiento, conforme a lo dispuesto en la Norma de Coordinación Comercial No 14.

Artículo 34. Se modifica la literal a) del numeral 1.4.1.2.1.1 del Anexo 1.4, la cual queda así:

- a) Las centrales generadoras que forman parte del despacho base del SNI, dentro de las cuales se encuentran las plantas hidroeléctricas, geotérmicas, y unidades generadoras eólicas, solares fotovoltaicas y los generadores con GHA.

Artículo 35. PUBLICACIÓN Y VIGENCIA. La presente modificación de norma cobra vigencia a partir de su aprobación y deberá publicarse en el diario oficial.

Artículo 36. 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. 2

RESOLUCIÓN NÚMERO 3142-03

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, para el debido cumplimiento de las funciones asignadas dentro del marco regulatorio al Administrador del Mercado Mayorista, 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.

CONSIDERANDO:

Que, es necesario ampliar los conceptos y procedimientos establecidos en la normativa para permitir la coordinación comercial y operativa de las tecnologías de generación solar fotovoltaica y eólica, sistemas de almacenamiento en operación híbrida con estas centrales para la gestión de su energía, así como sistemas de almacenamiento para participar en la Regulación Primaria de Frecuencia.

POR TANTO:

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

RESUELVE:

EMITIR:

La siguiente:

MODIFICACIÓN A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 2.

OFERTA Y DEMANDA FIRME

Artículo 1. Se modifica el numeral 2.1.4, el cual queda así:

2.1.4 Oferta Firme de centrales eólicas

La Oferta Firme asignable a una central eólica corresponde al menor valor entre la potencia media que ella puede garantizar durante las horas del período de máxima demanda de la etapa de máximo requerimiento térmico y la Potencia Máxima que la unidad generadora es capaz de suministrar a la red, considerando la disponibilidad media aplicable durante el Año Estacional.

La Oferta Firme de las centrales eólicas será igual a:

$$OFi = \min (PPI * coefdispi, EF1hp / NDHMD)$$

Donde:

PPI: Potencia Máxima que la unidad generadora *i* es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en la que está instalada, que se determina conforme a lo establecido en el apartado 2.3 de esta norma

EF1hp: es la energía que es previsible producir diariamente por la central eólica *i* en el período de máxima demanda de la etapa de máximo requerimiento térmico para una probabilidad de excedencia de 95%.

NDHMD: es el número diario de horas del período de máxima demanda en la etapa de máximo requerimiento térmico.

coefdispi: coeficiente de disponibilidad de la unidad generadora *i*, calculada de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo 2.1 y a lo establecido en el apartado 2.4 de esta norma.

El detalle del procedimiento de determinación de la **EF1hp** se incluye en el Anexo 2.2.

Artículo 2. Se modifica la literal a) del numeral 2.1.5, la cual queda así:

- a) Las diferencias entre la demanda de energía de cada etapa y la producción hidroeléctrica, eólica, solar fotovoltaica y generadores con GHA. A estas diferencias se les denomina requerimiento térmico de la etapa. Se dispondrán para cada etapa tantos valores de requerimiento térmico como series hidrológicas se hayan utilizado. El AMM analizará anualmente, dentro de la Programación de Largo Plazo, el efecto de la composición de las tecnologías renovables a ser consideradas en la determinación de la etapa de mayor requerimiento térmico. El resultado de este análisis será remitido a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, junto con dicha programación.

Artículo 3. Se agrega el numeral 2.1.6, con el siguiente texto:

2.1.6 Oferta Firme de centrales solares fotovoltaicas

La Oferta Firme asignable a una central solar fotovoltaica corresponde al menor valor entre la potencia media que ella puede garantizar durante las horas del período de máxima demanda de la etapa de máximo requerimiento térmico y la Potencia Máxima que la unidad generadora es capaz de suministrar a la red, considerando la disponibilidad media aplicable durante el Año Estacional.

La Oferta Firme de las centrales fotovoltaicas solares será igual a:

$$OF_i = \min (P_{Pi} * coefdispi, EF1hp / NDHMD)$$

Donde:

P_{Pi}: Potencia Máxima que la unidad generadora "*i*" es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en la que está instalada, que se determina conforme a lo establecido en el apartado 2.3 de esta norma.

EF1hp: es la energía que es previsible producir diariamente por la central solar fotovoltaica *i* en el período de máxima demanda de la etapa de máximo requerimiento térmico para una probabilidad de excedencia de 95%.

NDHMD: es el número diario de horas del período de máxima demanda en la etapa de máximo requerimiento térmico.

coefdisp_i: coeficiente de disponibilidad de la unidad generadora *i*, calculada de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo 2.1 y a lo establecido en el apartado 2.4 de esta norma.

El detalle del procedimiento de determinación de la **EF1_{hp}** se incluye en el Anexo 2.2.

Artículo 4. Se agrega el numeral 2.1.7, con el siguiente texto:

2.1.7 Oferta Firme de generadores con GHA (solar fotovoltaico o eólico con Sistemas de Almacenamiento)

La Oferta Firme asignable a un generador con GHA corresponde a la suma de la componente de generación solar fotovoltaica o eólica y de la componente de almacenamiento, la cual se delimita por la potencia máxima que puede producir el generador con GHA de acuerdo con el resultado de la prueba de potencia máxima del conjunto, generador solar fotovoltaico o eólico y sistema de almacenamiento.

$$OF_i = \min (PP_i, (OFA_{Im} + OFGEN))$$

Donde:

OFA_{Im}: Oferta Firme aportada por la componente de Almacenamiento.

OFGEN: Oferta Firme aportada por la componente del generador solar fotovoltaico o eólico.

PP_i: Potencia Máxima del generador con GHA "i", determinada para el conjunto del componente generador solar fotovoltaico o eólico y de la componente del sistema de almacenamiento, que es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en la que está instalada, que se determina conforme a lo establecido en el apartado 2.3 de esta norma.

La Oferta Firme aportada por el almacenamiento es respaldada por la componente de la Energía Firme del generador con GHA, que es aportada en las horas fuera del período de máxima demanda durante la etapa de máximo requerimiento térmico por el generador solar fotovoltaico o eólico, y que es almacenada, y posteriormente entregada al sistema por el sistema de almacenamiento durante las horas del periodo de máxima demanda de esa etapa.

La Oferta Firme asociada a la componente de Almacenamiento será igual a:

$$OFA_{Im} = \min (PMA_{Im} * coefdisp, EF2 / NDHMD, CAPA_{Im} / NDHMD)$$

Donde:

CAPA_{Im}: energía máxima almacenable en el sistema de Almacenamiento en MWh. Para el caso de almacenamientos compuestos por baterías, la energía almacenable corresponderá a la máxima energía que puede ser utilizada según la máxima profundidad de descarga de operación normal (valor utilizable entre

la energía mínima y la energía máxima), o la que corresponda al régimen de descarga que informe el generador.

coefdisp: coeficiente de disponibilidad del sistema de Almacenamiento calculado según la metodología establecida en el Anexo 2.1 y a lo establecido en el apartado 2.4 de esta norma.

EF2: componente de la Energía Firme que es entregable a la red por el sistema de almacenamiento durante las horas del período de máxima demanda de la etapa de máximo requerimiento térmico para una probabilidad de excedencia de 95%.

NDHMD: es el número diario de horas del período de máxima demanda en la etapa de máximo requerimiento térmico.

PMAIm: Potencia Máxima que el sistema de Almacenamiento es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en la que está instalado, que se determina conforme a lo establecido en el apartado 2.3 de esta norma.

El detalle del procedimiento de determinación de la EF2 se incluye en el Anexo 2.2.

Por su parte, la Oferta Firme aportada por la componente eólica o solar fotovoltaica es respaldada por la componente de la Energía Firme del generador con GHA que es aportada en las horas del período de máxima demanda durante la etapa de máximo requerimiento térmico, y que es entregada al sistema por el generador solar fotovoltaico o eólico durante las horas del período de máxima demanda de esa etapa.

La Oferta Firme aportada por la componente solar fotovoltaica o eólica será igual a:

$$\text{OFGEN} = \min (\text{PMGEN} * \text{coefdisp}, \text{EF1hp} / \text{NDHMD})$$

Donde:

coefdisp: coeficiente de disponibilidad de la componente de generación solar fotovoltaica o eólica calculado según la metodología establecida en el Anexo 2.1 y a lo establecido en el apartado 2.4 de esta norma.

EF1hp: es la energía que es previsible producir diariamente por la componente de generación solar fotovoltaica o eólica i, en las horas del período de máxima demanda de la etapa de máximo requerimiento térmico para una probabilidad de excedencia de 95%.

NDHMD: es el número diario de horas del período de máxima demanda en la etapa de máximo requerimiento térmico.

PMGEN: Potencia Máxima que el generador solar fotovoltaico o eólico es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en la que está instalado, que se determina conforme a lo establecido en el apartado 2.3 de esta norma.

El detalle del procedimiento de determinación de la EF1hp y EF2 se incluye en el Anexo 2.2.

Artículo 5. Se agrega el numeral 2.1.8, con el siguiente texto:

2.1.8 Etapa de máximo requerimiento térmico

Es la etapa de mayor requerimiento térmico, cuya duración es de un mes, que corresponde al período de máximo requerimiento térmico indicado en el artículo 57 del RAMM y que se utiliza para el cálculo de la Oferta Firme de centrales generadoras basadas en recursos renovables. El cálculo de la etapa de máximo requerimiento térmico se realizará de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.1.5 de esta norma.

Artículo 6. Se agregan las literales c), d) y un párrafo final al numeral 2.3.2.1, con el siguiente texto:

- c) que los generadores solares fotovoltaicos o eólicos, incluidos los que forman parte de un generador con GHA, cuenten con las condiciones favorables (viento, radiación solar) para que el generador produzca a máxima potencia de acuerdo con sus características técnicas. Las condiciones favorables se determinarán en la Programación de Largo Plazo de acuerdo con la información provista por el generador.
- d) que los sistemas de almacenamiento correspondientes a un generador con GHA cuenten con la carga necesaria para poder generar la potencia máxima durante el período de prueba.

Para el caso de los generadores con GHA, las pruebas de Potencia Máxima se deberán realizar por separado para la componente del generador solar fotovoltaico o eólico y para la componente del sistema de almacenamiento, así como una prueba del conjunto.

Artículo 7. Se modifica el segundo párrafo del numeral 2.3.2.2, el cual queda así:

Las Unidades Generadoras y Centrales Generadoras que se encuentran en operación en el Mercado Mayorista deberán realizar por lo menos una vez, en cada periodo de tres años, la Prueba de Potencia Máxima, la cual será incluida dentro de la Programación de Largo Plazo. En el primer año de cada período de tres años, el AMM programará una Prueba de Potencia Máxima a cada una de las unidades generadoras y/o centrales generadoras cuyos días reales de funcionamiento en el último período anual estacional esté por debajo del 50% del promedio de días de funcionamiento de todas las unidades generadoras. A los generadores con GHA, así como a los generadores solares fotovoltaicos o eólicos se les realizarán pruebas de potencia máxima cada año, independientemente del despacho que hayan tenido en el año.

Artículo 8. Se sustituye el octavo párrafo del numeral 2.3.2.2, con el siguiente texto:

Para los generadores con GHA, la prueba de Potencia Máxima se efectuará en tres etapas, realizando una prueba para la componente de generador solar fotovoltaico o eólico, una para la componente de sistema almacenamiento y otra para el conjunto (PPI). Durante estas

pruebas, no deberán realizarse inyecciones de energía al S.N.I del componente de la central que no esté participando de la prueba. Para la prueba del sistema de almacenamiento, así como la prueba del conjunto, deberá coordinarse la carga del almacenamiento previo a ejecutarla.

El resultado de cada una de estas pruebas se medirá en el punto de conexión al S.N.I. El valor de Potencia Máxima del conjunto (PPi) será el mínimo entre la potencia demostrada en la prueba de Potencia Máxima y el valor autorizado por la CNEE para el acceso a la capacidad de transporte.

Artículo 9. Se modifica el primer párrafo del numeral 2.3.4, el cual queda así:

Las Pruebas de Potencia Máxima deberán ser realizadas a un Factor de Potencia de 0.95, salvo en aquellos casos en los que se haya alcanzado los niveles de voltaje permisible en la red, en los cuales se realizará la prueba en el Factor de Potencia alcanzado, corrigiendo los valores de potencia obtenidos, según la curva de capacidad, o de capacidad de potencia reactiva, del generador en función del factor de potencia promedio obtenido en la prueba. Cuando, por causa justificada, el generador no cuente con sus propias curvas de capacidad, o de capacidad de potencia reactiva, el AMM realizará la corrección antes mencionada utilizando curvas de capacidad, o de capacidad de potencia reactiva típicas de unidades generadoras o equivalentes del mismo fabricante.

Artículo 10. Se agrega un párrafo final al numeral 2.3.4, con el siguiente texto:

Para los generadores solares fotovoltaicos o eólicos, incluidos los que forman parte de un generador con GHA, se programarán las Pruebas de Potencia Máxima en períodos de tiempo donde, de acuerdo con la información provista por el titular del generador, se cuente con las condiciones favorables (viento, radiación solar) para que el generador produzca a máxima potencia de acuerdo con sus características técnicas.

Artículo 11. Se modifican las literales a), b) y c) del numeral 2.3.5, las cuales quedan así:

- a) Cuando la Unidad o Central Generadora o sistema de almacenamiento de un generador con GHA complete el período estipulado para la prueba, la Potencia Máxima es igual al mínimo entre la potencia media generada o inyectada en el período de Prueba y la potencia indicada en la autorización de acceso a la capacidad de transporte emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuando en dicha resolución se señale alguna condición o restricción a la inyección de la potencia, calculada de la siguiente manera:

$$PP_i = \text{Mínimo} ((\sum_i ERC_i / TC), PIC)$$

Donde:

PPi = Potencia Máxima de la unidad o central generadora o sistema de almacenamiento de un generador con GHA i.

$\sum_i ERC_i$ = Suma de las lecturas para la energía activa, integrada y registrada en períodos de quince minutos, durante el tiempo completo mínimo estipulado para prueba.

TC = tiempo completo mínimo estipulado para la prueba en horas.

PIC = Potencia indicada en la autorización de acceso a la capacidad de transporte emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuando en dicha resolución se señale alguna condición o restricción a la inyección de la potencia.

- b) Cuando la Unidad o Central Generadora o sistema de almacenamiento de un generador con GHA se desconecta del Sistema antes de completar el periodo de prueba por causas no atribuibles a su operación:
- I. Si no se ha completado el 80 por ciento del tiempo de duración de la prueba, ésta no tiene validez y deberá programarse nuevamente.
 - II. Si se ha completado cuando menos el 80 por ciento del tiempo de duración de la prueba, la Potencia Máxima de la unidad generadora y/o central generadora y/o sistema de almacenamiento de un generador con GHA, es el mínimo entre: la potencia media generada o inyectada durante el período alcanzado y la potencia indicada en la autorización de acceso a la capacidad de transporte emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuando en dicha resolución se señale alguna condición o restricción a la inyección de la potencia, calculado de la siguiente manera:

$$PP_i = \text{Mínimo } ((\sum \text{ERA}_i / \text{TA}), \text{PIC})$$

Donde:

$\sum \text{ERA}_i$ = Suma de las lecturas para la energía activa, integrada y registrada en períodos de quince minutos, durante el tiempo alcanzado de duración de la prueba.
TA = tiempo alcanzado de duración de la prueba en horas.

- c) Cuando la Unidad o Central Generadora o sistema de almacenamiento de un generador con GHA se desconecta del Sistema antes de completar el periodo de prueba por causas atribuibles a su operación:
- I. Si no se ha completado el 80 por ciento del tiempo de duración de la prueba, ésta no tiene validez y deberá programarse nuevamente.
 - II. Si superó el 80 por ciento de duración de la prueba, la Potencia Máxima de la unidad es el mínimo entre: la suma de la energía activa generada o inyectada durante el período alcanzado dividida entre el tiempo completo mínimo estipulado para la prueba y la Potencia indicada en la autorización de acceso a la capacidad de transporte emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuando en dicha resolución se señale alguna condición o restricción a la inyección de la potencia, calculado de la siguiente manera:

$$PP_i = \text{Mínimo } ((\sum \text{ERA}_i / \text{TC}), \text{PIC})$$

- III. Si se dispara durante una segunda prueba consecutiva sin alcanzar el 80 por ciento de duración de la Prueba, la Potencia Máxima de la unidad es el mínimo

entre: la suma de la energía activa generada o inyectada durante el período alcanzado durante esta segunda Prueba realizada dividida entre el tiempo completo mínimo estipulado para la prueba multiplicada por el Tiempo Alcanzado de duración dividido entre el Tiempo completo mínimo y la potencia indicada en la autorización de acceso a la capacidad de transporte emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuando en dicha resolución se señale alguna condición o restricción a la inyección de la potencia, calculado de la siguiente manera:

$$PPI = \text{Mínimo } (((\sum \text{ERA}_i / \text{TC}) \times (\text{TAVTC})), \text{PIC})$$

Artículo 12. Se modifica el primer párrafo del numeral 2.3.6, el cual queda así:

El tiempo correspondiente a la Prueba de Potencia Máxima es igual para todas las unidades generadoras, exceptuando: i) las unidades o centrales hidráulicas que dependen de las condiciones de sus embalses y caudales de aporte para poder realizar la prueba, ii) los generadores solares fotovoltaicos o eólicos, iii) los generadores con GHA.

Artículo 13. Se agregan las siguientes filas al final de la tabla del numeral 2.3.6, con el siguiente texto:

Tipo de unidad generadora	Tiempo mínimo de duración para Prueba de Potencia Máxima -TC-
Generador (eólico o solar fotovoltaico) incluido el generador solar fotovoltaico o eólico que forma parte de un generador con GHA	4 horas coincidentes con periodos del día con alta probabilidad de tener disponibilidad nominal del recurso primario (velocidad de viento, nivel de irradiación).
Sistema de almacenamiento de un generador con GHA	4 horas. Para las unidades de almacenamiento que forman parte de un generador con GHA, el AMM registrará también la energía generada en el período de prueba.
Generador con GHA	4 horas. Se realizará una prueba del conjunto (componente de generador solar fotovoltaico o eólico y componente de sistema de almacenamiento), considerando la disponibilidad del recurso primario, así como la carga completa del sistema de almacenamiento.

Artículo 14. Se modifica el numeral 2.3.6.1, el cual queda así:

2.3.6.1 Prueba de Potencia Máxima para centrales hidráulicas, solares fotovoltaicas, eólicas y centrales con GHA nuevas

En el caso de nuevas centrales hidráulicas con regulación diaria o a filo de agua, centrales solares fotovoltaicas, eólicas y centrales con GHA, la prueba de Potencia Máxima previa al inicio de su operación comercial podrá realizarse a solicitud de la entidad propietaria o titular de la central generadora, una sola vez con el recurso primario disponible, pudiendo no ser el que corresponda para operar a máxima potencia de la central, de acuerdo con sus características técnicas, debiendo indicar de forma explícita, la aceptación de la validez de la prueba bajo esas condiciones.

Los resultados de la prueba serán utilizados para determinar la Potencia Máxima de la central, de acuerdo a lo establecido en la presente norma. Después de su realización se podrá dar inicio a la operación comercial, para lo cual, el valor de esta Potencia Máxima será utilizado para la determinación de la Oferta Firme y Oferta Firme Eficiente. El valor de esta Potencia Máxima estará vigente hasta que se realice una prueba de Potencia Máxima con el recurso primario (caudal, viento o irradiación solar) que le permita operar a máxima potencia, la cual deberá realizarse dentro de un plazo no mayor de doce meses; el resultado de Potencia Máxima será utilizado para calcular la nueva Oferta Firme y Oferta Firme Eficiente.

El Administrador del Mercado Mayorista y la entidad propietaria o titular de la central hidráulica, solar fotovoltaica o eólica o central con GHA respectiva deberán darle seguimiento al recurso primario de éstas centrales y, dentro de un plazo no mayor de doce meses, cuando se cuente con el recurso primario necesario, se procederá a realizar una nueva prueba de Potencia Máxima, cuyo resultado sustituirá al resultado de la prueba realizada con las condiciones de recurso primario con que se tuvieron en su momento y se realizará un nuevo cálculo para la determinación de la Oferta Firme y Oferta Firme Eficiente, los cuales sustituirán los valores anteriores. La Oferta Firme Eficiente de una central hidráulica, solar fotovoltaica, eólica o central con GHA calculada en estas condiciones no afectará la Oferta Firme Eficiente de las unidades o centrales generadoras calculada originalmente para el Año Estacional vigente, en tanto se realiza el cálculo de la Oferta Firme Eficiente del Año Estacional siguiente.

Artículo 15. Se agregan tres párrafos al final del numeral 2.4, con el siguiente texto:

En el caso de los generadores con GHA, las Pruebas de Disponibilidad se realizarán por separado para la componente de generación solar fotovoltaica o eólica y para la componente de sistema de almacenamiento. Durante estas pruebas, no deberán darse inyecciones de energía al S.N.I del componente de la central que no esté participando de la prueba.

Para la prueba de disponibilidad del sistema de almacenamiento que forma parte de un generador con GHA, el AMM deberá verificar que se haya realizado la carga correspondiente del sistema de almacenamiento.

La componente de generación solar fotovoltaica o eólica y la componente de sistema de almacenamiento de un generador con GHA tendrán sus propios registros de disponibilidad. Para la componente del sistema de almacenamiento, se aplicarán todos los procedimientos relativos a la coordinación, ejecución, medición de resultados, y criterios de evaluación de las pruebas de disponibilidad; así como los procedimientos relativos al control de estado de

disponibilidad, verificación de la disponibilidad y determinación del coeficiente de disponibilidad que se aplican a las unidades generadoras.

Artículo 16. Se agregan las siguientes filas al final de la tabla del numeral 2.4.4, con el siguiente texto:

Tipo de unidad generadora	Tiempo mínimo de duración para Prueba de Disponibilidad
Generador (eólico o solar fotovoltaico) incluido el generador solar fotovoltaico o eólico que forma parte de un generador con GHA	1 hora coincidente con períodos del día con alta probabilidad de tener disponibilidad nominal del recurso primario (velocidad de viento, nivel de irradiación). En caso de no contar con el recurso primario indicado, no se realizará la prueba.
Sistema de almacenamiento que forma parte de un generador con GHA	4 horas. El AMM determinará también la energía inyectada por el sistema de almacenamiento. A tal efecto, se deberá verificar que se haya realizado la carga correspondiente del sistema de almacenamiento.

Artículo 17. Se agregan las siguientes filas al final de la tabla del numeral 2.4.5, con el siguiente texto:

Tipo de unidad generadora	Tiempo de arranque después del aviso para Prueba de Disponibilidad
Generador (solar fotovoltaico, eólico) incluido el generador solar fotovoltaico o eólico que forma parte de un generador con GHA	1 hora
Sistema de almacenamiento que forma parte de un generador con GHA	1 hora

Artículo 18. Se agrega la literal g) al numeral 2.4.7, con el siguiente texto:

- g) Para las unidades de almacenamiento que forman parte de un generador con GHA, el AMM registrará también la energía inyectada en el período de prueba. El valor calculado deberá ser incorporado a la base de datos del AMM e informado a los Participantes Productores del Mercado Mayorista.

Artículo 19. Se modifica el ANEXO 2.1, el cual queda así:

ANEXO 2.1

Cálculo del coeficiente de disponibilidad de las máquinas generadoras y sistemas de almacenamiento que forman parte de un generador con GHA

El coeficiente de disponibilidad de una unidad generadora y de los sistemas de almacenamiento que forman parte de un generador con GHA se calcula anualmente a partir de los datos disponibles de los últimos dos años, de la siguiente forma:

$$\text{Coefdispi} = \frac{HD + HMP - HED}{HD + HIF + HMP}$$

En donde:

HD: Horas de disponibilidad

HMP: Horas de mantenimiento programadas, incluyendo mantenimientos menores y mantenimientos mayores que se incluyan en los programas correspondientes de acuerdo a la Norma de Coordinación Comercial No.1.

HIF: Horas de indisponibilidad Forzada.

HED: Horas equivalentes por degradación cuando la unidad está disponible (con independencia de la disponibilidad del recurso primario renovable para el caso de las centrales hidroeléctricas, eólicas y solares fotovoltaicas) que se calculan así:

$$HED = \sum_{i=1}^n \frac{[PP - PDi]}{PP}$$

En donde:

PP: Potencia Máxima Neta

PD_i: Potencia Disponible Neta en la hora *i* (con independencia de la disponibilidad del recurso primario renovable para el caso de las centrales hidroeléctricas, eólicas, solares fotovoltaicas, y sin tener en cuenta los requerimientos de operación que pueda realizar el AMM)

n: Número de horas del período de cálculo

En caso de Unidades Generadoras o sistemas de almacenamiento que forman parte de un generador con GHA que no cuenten con historial de datos de operación de dos años completos, para el cálculo del Coeficiente de Disponibilidad y su aplicación en la Programación Anual o Reprogramación, el AMM considerará:

- Las horas de disponibilidad (HD) del período en el que no se cuente con dicho historial, serán iguales al total de horas de dicho período.
- Las horas de mantenimiento Programado (HMP), Horas Equivalentes de Degradación (HED) y las Horas de Indisponibilidad Forzada (HIF) del período en el que no se cuente con dicho historial, serán igual a cero.
- Las horas en las cuales sí existen datos de operación con los valores registrados.

Para las Unidades Generadoras o sistemas de almacenamiento que formen parte de un generador con GHA que inicien su operación, previamente a una Programación Anual, el AMM considerará el coeficiente de disponibilidad igual a uno para el período que reste para la siguiente Programación Anual.

Para los generadores con GHA, el coeficiente de disponibilidad se calculará de manera separada para la componente de generador solar fotovoltaico o eólico y para su componente de sistema de almacenamiento.

Artículo 20. Se agrega el nuevo ANEXO 2.2, con el siguiente texto:

ANEXO 2.2

Determinación de la Energía Firme EF1hp y EF2 para centrales eólicas, solares fotovoltaicas y generadores con GHA.

A.2.2.1 Determinación de la Energía Firme EF1hp para centrales eólicas y solares fotovoltaicas.

El valor de **EF1hp** corresponderá a la energía que es previsible producir por la central (eólica o solar fotovoltaico, incluida la componente solar fotovoltaica o eólica que forman parte de un generador con GHA) en las horas del período de máxima demanda de la etapa de máximo requerimiento térmico, para una probabilidad de excedencia de 95%.

Para su determinación, el AMM utilizará valores registrados durante el despacho y excluirá aquellos datos, en los casos de haber ocurrido reducciones de producción por causas no atribuibles a la gestión de la entidad propietaria o titular de la central (tales como vertimientos, reducciones de generación por instrucción del AMM, restricciones en el sistema de transmisión). No serán revisables reducciones de producción resultantes de indisponibilidades de equipos propios de la unidad generadora o del recurso renovable utilizado.

El conjunto de valores medidos y validados constituye la Muestra Disponible (MD). El conjunto MD tendrá las siguientes características:

- a) Cada elemento de la muestra estará constituido por el valor de la energía diaria generada durante las horas del período de máxima demanda durante la etapa de máximo requerimiento térmico y cuyos valores más recientes corresponderán a los del año inmediatamente anterior al Año Estacional en que se calcula la Oferta Firme.
- b) Considerando que la etapa de máximo requerimiento térmico corresponde a un mes, para el año inmediatamente anterior existirán una cantidad de valores que corresponderá a la cantidad de días que haya tenido el mes en que estos fueron registrados.
- c) Anualmente, se incorporarán los nuevos valores hasta completar un máximo de 180 valores. Una vez alcanzado este valor máximo, en los años siguientes se agregará el valor correspondiente al año más reciente y se eliminará el más antiguo.
- d) Los valores medidos corresponderán a los registros de medición comercial del generador solar fotovoltaico o eólico, que, para el caso de los generadores con GHA, son obtenidos de medidores de la componente solar fotovoltaica o eólica independientes de los sistemas de almacenamiento y al del punto de conexión en el S.N.I.

- e) Para el caso de los generadores con GHA donde la componente de generador solar fotovoltaica o eólica y la componente de sistema de almacenamiento, se conectan a un mismo inversor en la red de corriente directa, se deberá considerar que la medición en el nodo de corriente directa deberá cumplir con los requerimientos que correspondan en la NCC-14.

En el caso de unidades que se incorporan al sistema, en que el número de elementos de MD sea nulo, la determinación de EF1hp podrá realizarse con apoyo en estudios presentados por la entidad propietaria o titular de la central al AMM. El número de veces en que se utilicen estudios teóricos para justificar el valor de la EF1hp no podrá ser mayor a tres. De esta manera, el primer año se utilizarán 100% de valores con datos provenientes del estudio teórico; en el segundo año, se utilizará un año con valores reales, y el resto de los valores con datos provenientes del estudio teórico; en el tercer año se utilizará dos años de datos reales, y el resto de los valores con datos provenientes del estudio teórico; a partir del cuarto año, se dejarán de utilizar los datos provenientes de estudios teóricos y solamente se utilizarán datos reales. Una vez obtenida la medición que contenga todos los 180 valores en las horas del período de máxima demanda y en todos los días de la etapa de máximo requerimiento térmico, los valores así obtenidos sustituirán a los datos de los años más antiguos. Los estudios teóricos deberán ser presentados una sola vez, y deberán estar apoyados por una base de medición del recurso primario de al menos 4 años.

El estudio presentado deberá contener estimaciones de los valores producibles horariamente por la central solar fotovoltaica o eólica, o componente solar fotovoltaica o eólica de un generador con GHA i, durante las horas de la etapa de máximo requerimiento térmico de al menos 6 años. Los valores de energía horaria se agruparán en valores diarios, a manera de obtener los 180 valores diarios o MD, y dichas producciones se utilizarán a efecto de aplicar la metodología de cálculo presentada en este anexo. El estudio deberá ser acompañado de la memoria de cálculo, base de datos y descripción de la metodología que se utilice. Para su aceptación y validación por parte del AMM, el estudio deberá ser elaborado por un especialista en la materia contratado por el interesado, quien deberá acreditar su experiencia en la elaboración de este tipo de estudios. En caso de que el estudio no sea presentado o que no sea validado por el AMM, el valor de EF1hp será igual a cero.

A.2.2.1.1 Estimación del Valor de la Energía Firme EF1hp.

El valor de la Energía Firme para centrales solares fotovoltaicas o eólicas y componente solar fotovoltaica o eólica que forma parte de un generador con GHA (EF1hp) será igual al valor con probabilidad de excedencia 95% obtenido de la MD con observaciones diarias o, alternativamente, a partir del estudio teórico si procede.

Para el caso de los generadores con GHA donde la componente de generador solar fotovoltaico o eólico y la componente de sistema de almacenamiento se conectan a un mismo inversor en la red de corriente directa, se deberá considerar las pérdidas de energía que se derivan desde el nodo de corriente directa donde se encuentra la medición de la componente solar fotovoltaica o eólica, hasta el punto de conexión al S.N.I de la siguiente manera:

$$EF1hp = EF1hp' * (1 - \eta)$$

donde:

EF1hp': Es la Energía Firme de la componente solar fotovoltaica o eólica que forman parte de un generador con GHA, calculada sobre la base de mediciones de producción de generación en el nodo de corriente directa, sin consideración de pérdidas de energía, desde esa medición hasta el punto de conexión de la central al S.N.I. Esta energía considera el 95% de probabilidad de excedencia sobre los valores de MD.

η : Es el factor de pérdidas de energía en equipos de conversión, equipos de inversión de corriente directa a corriente alterna, equipos de transformación y conexiones, desde el punto de medición de la componente de generación solar fotovoltaica, o eólica, en el nodo de corriente directa, hasta el punto de conexión de la central con el S.N.I. La información, y la metodología de cálculo para la consideración de estas pérdidas, deberá ser proporcionada por el generador y respaldada por la documentación de instalaciones, equipos y resultados de pruebas de puesta en servicio.

A.2.2.2 Determinación de la Energía Firme EF2 aportada por la componente solar fotovoltaica, o eólica, para la componente de almacenamiento del generador con GHA.

La Energía Firme de un generador con GHA corresponde al valor de la energía que este puede entregar a la red en las horas del período de máxima demanda de la etapa de máximo requerimiento térmico para una probabilidad de excedencia de 95%.

La fuente primaria de energía que origina la Energía Firme del generador con GHA, corresponde a la energía producible por la componente solar fotovoltaica o eólica. Esta Energía Firme puede separarse en dos componentes:

- a) Aportada en las horas fuera del período de máxima demanda de la etapa de máximo requerimiento térmico, que puede ser almacenada y entregada al sistema durante las horas del período de máxima demanda (EF2).
- b) Aportada por la componente solar fotovoltaica o eólica durante las horas del período de máxima demanda de la etapa de máximo requerimiento térmico. Se considera que esta energía no es almacenable pues en horas del período de máxima demanda el sistema de almacenamiento inyecta a la red (EF1hp).

Sean:

O1(h,d): valor de la potencia total producida por el generador solar fotovoltaico o eólico en la hora h del día d de la etapa de máximo requerimiento térmico.

$$O2(d) = \sum_{h=1,24} O1(h,d)$$

El conjunto de valores O2(d) constituye la muestra disponible (MD) de valores diarios aportados por el generador solar fotovoltaico o eólico.

Para su determinación, el AMM utilizará valores registrados durante el despacho y excluirá aquellos datos, en los casos de haber ocurrido reducciones de producción por causas no atribuibles a la gestión de la entidad propietaria o titular de la central (tales como vertimientos, reducciones de generación por instrucción del AMM, restricciones en el sistema de transmisión). No serán revisables reducciones de producción resultantes de indisponibilidades de equipos propios de la unidad generadora o del recurso renovable utilizado.

El conjunto MD tendrá las siguientes características:

- a) Cada elemento de la muestra estará constituido por el valor de la energía diaria generada durante la etapa de máximo requerimiento térmico y cuyos valores más recientes corresponderán a los del año inmediatamente anterior al Año Estacional en que se calcula la Oferta Firme.
- b) Considerando que la etapa de máximo requerimiento térmico corresponde a un mes, para el año inmediatamente anterior existirán una cantidad de valores que corresponderá a la cantidad de días que haya tenido el mes en que estos fueron registrados.
- c) Anualmente, se incorporarán los nuevos valores hasta completar un máximo de 180 valores. Una vez alcanzado este valor máximo, en los años siguientes se agregará el valor correspondiente al año más reciente y se eliminará el más antiguo.
- d) Los valores medidos corresponderán a los registros de medición comercial de la componente solar fotovoltaica o eólica, que, para el caso de los generadores con GHA, son obtenidos de medidores independientes de los sistemas de almacenamiento y al del punto de conexión en el S.N.I.
- e) Para el caso de los generadores con GHA donde la componente de generación solar fotovoltaica o eólica y la componente de sistema de almacenamiento se conectan a un mismo inversor en la red de corriente directa, se deberá considerar que la medición en corriente directa deberá cumplir con los requerimientos que correspondan en la NCC-14.

En el caso de unidades que se incorporan al sistema, en que el número de elementos de MD sea nulo, la determinación de EF2 podrá realizarse con apoyo en estudios presentados por la entidad propietaria o titular de la central al AMM. El número de veces en que se utilicen estudios teóricos para justificar el valor de la EF2 no podrá ser mayor a tres. De esta manera, el primer año se utilizarán 100% de valores con datos provenientes del estudio teórico; en el segundo año, se utilizará un año con valores reales, y el resto de los valores con datos provenientes del estudio teórico; en el tercer año se utilizará dos años de datos reales, y el resto de los valores con datos provenientes del estudio teórico; a partir del cuarto año, se dejarán de utilizar los datos provenientes de estudios teóricos y solamente se utilizarán datos reales. Una vez obtenida la medición que contenga todos los valores en las horas del período de máxima demanda, y en las horas fuera de este período para todos los días de la etapa de máximo requerimiento térmico, los valores así obtenidos sustituirán a

los datos de los años más antiguos. Los estudios teóricos deberán ser presentados una sola vez, y deberán estar apoyados en una base de medición del recurso primario de al menos 4 años.

El estudio presentado deberá contener estimaciones de los valores producibles horariamente por la componente solar fotovoltaica o eólica del generador con GHA i , durante las horas de la etapa de máximo requerimiento térmico de al menos 6 años. Los valores de energía horaria se agruparán en valores diarios, a manera de obtener los 180 valores diarios o MD, y dichas producciones se utilizarán a efectos de aplicar la metodología de cálculo presentada en este anexo. El estudio deberá ser acompañado de la memoria de cálculo, base de datos y descripción de la metodología que se utilice. Para su aceptación y validación por parte del AMM, el estudio deberá ser elaborado por un especialista en la materia contratado por el interesado, quien deberá acreditar su experiencia en la elaboración de este tipo de estudios. En caso de que el estudio no sea presentado o que no sea validado por el AMM, el valor de EF2 será igual a cero.

A.2.2.2.1 Estimación del Valor de la Energía Firme EF2

A continuación, se presenta la metodología para determinar la Energía Firme que aporta diariamente la componente de generación solar fotovoltaica, o eólica, del generador con GHA y su composición entre Energía Firme para almacenamiento y Energía Firme para generación solar fotovoltaica o eólica.

Sean:

- EF1:** Energía Firme aportada por la componente solar fotovoltaica, o eólica, en la etapa de máximo requerimiento térmico. El valor de la Energía Firme será igual al valor con probabilidad de excedencia 95% obtenido de la MD con observaciones diarias o, alternativamente, a partir del estudio teórico si procede.
- EF1hfp:** Componente de EF1 proveniente de las horas fuera del período de máxima demanda. Su valor es igual al total de la energía diaria en horas fuera del período de máxima demanda. Corresponde al valor utilizado para la carga del sistema de almacenamiento.
- EF1hp:** Componente de EF1 proveniente de las horas del período de máxima demanda. Su valor es igual al total de la energía diaria en horas del período de máxima demanda. Corresponde al valor de la energía disponible por la componente solar fotovoltaica o eólica para aportar OF.
- EF2:** Corresponde a la energía EF1hfp que puede ser entregada a la red por el sistema de almacenamiento suponiendo que no existen limitaciones de potencia máxima o de capacidad de almacenamiento.

EF2 se obtiene de la expresión:

$$EF2 = EF1hfp * (1 - \eta)$$

Donde:

η : factor de pérdidas en el proceso de carga y descarga del sistema de almacenamiento. A estas pérdidas se deberán agregar las pérdidas por equipos de conversión, equipos de inversión de corriente directa a corriente alterna y/o corriente alterna a corriente directa, de equipos de transformación y conexiones, desde el punto de conexión del sistema de almacenamiento, hasta el punto de medición de la componente de generación solar fotovoltaica o eólica, del cual obtiene su carga, así como desde el punto de conexión del sistema de almacenamiento hasta la de conexión de la central con el S.N.I. para su descarga. Esta información, y la metodología de cálculo, deberá ser proporcionada por el generador y respaldada por la documentación de instalaciones, equipos y resultados de pruebas en puesta en servicio.

Artículo 21. PUBLICACIÓN Y VIGENCIA. La presente modificación de norma cobra vigencia a partir de su aprobación y deberá publicarse en el diario oficial.

Artículo 22. 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 COMERCIAL NO. 3

RESOLUCIÓN NÚMERO 3139-04

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, para el debido cumplimiento de las funciones asignadas dentro del marco regulatorio al Administrador del Mercado Mayorista, 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.

CONSIDERANDO:

Que, es necesario ampliar los conceptos y procedimientos establecidos en la normativa para permitir la coordinación comercial y operativa de las tecnologías de generación solar fotovoltaica y eólica, sistemas de almacenamiento en operación híbrida con estas centrales para la gestión de su energía, así como sistemas de almacenamiento para participar en la Regulación Primaria de Frecuencia.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confieren los artículos 44 y 45 de la Ley General de Electricidad, 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y 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. 3

TRANSACCIONES DE DESVÍOS DE POTENCIA

Artículo 1. Se modifica el numeral 3.1.3, el cual queda así:

3.1.3 Oferta Firme Disponible Total

La Oferta Firme Disponible Total $OFDT_{id}$ de un participante productor "i" en el día "d" se calcula como la suma de la Oferta Firme Disponible (OFD_{id}) de sus unidades generadoras que tengan asignada Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme, que no estén comprometidas en Contratos de Reserva de Potencia, más la Oferta Firme Disponible de las unidades generadoras por él contratadas por medio de Contratos de Reserva de Potencia, más la potencia comprada mediante Contratos de Respaldo de Potencia, más la potencia disponible de sus unidades que no tienen asignada Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme, que resultaron generando a requerimiento del AMM o que puedan entrar en servicio y alcance su Potencia Disponible en un tiempo menor o igual a una hora.

$$OFDT_{id} = \sum_g OFD_{id} + \sum OFD_{idk} + PCR_{id} + PGT_{id}$$

Donde.

OFD_{id} = Oferta Firme Disponible del Participante Productor "i" en el día "d" de sus unidades Generadoras "g" que resultaron generando a requerimiento del AMM o que puedan entrar en servicio y alcance su Potencia Disponible en un tiempo menor o igual a una hora, que tengan asignada Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme, que no estén comprometidas para cubrir Contratos de Reserva de Potencia, incluyendo la OFD_{idGHA} .

OFD_{idk} = Oferta Firme Disponible del participante Productor "i" en el día "d" de las unidades Generadoras "k" que resultaron generando a requerimiento del AMM o que puedan entrar en servicio y alcance su Potencia Disponible en un tiempo menor o igual a una hora, por él contratadas por medio de Contratos de Reserva de Potencia.

PCR_{id} = Potencia comprada en Contratos de Respaldo de Potencia por el Participante Productor "i" en el día "d".

PGT_{id} = Potencia disponible generada o que pueda entrar en servicio y alcance su Potencia Disponible en un tiempo menor o igual a una hora, a requerimiento del AMM en el día "d", de aquellas unidades del Participante Productor "i" que no tienen asignada Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme.

Artículo 2. Se modifica el numeral 3.1.3.1, el cual queda así:

3.1.3.1 La Oferta Firme Disponible OFD_{id} es la parte de la Potencia Máxima que cada unidad generadora o sistema de almacenamiento que forma parte de un generador con GHA tiene disponible y se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$OFD_{id} = PP_i * Dd_{id}$$

Donde:

Dd_{id} = Índice de Disponibilidad del día "d" de la unidad generadora "i".
 PP_i = Potencia Máxima de la unidad generadora "i" calculada de conformidad con la Norma de Coordinación Comercial número 2.

Artículo 3. Se agrega el numeral 3.1.3.1.1, con el siguiente texto:

3.1.3.1.1 Para los generadores con GHA, la Oferta Firme Disponible OFD_{idGHA} será el mínimo entre el resultado de la Prueba de Potencia máxima del conjunto del generador con GHA y la suma de la Oferta Firme Disponible de su componente solar fotovoltaica o eólica y de la Oferta Firme Disponible de su componente de sistema de almacenamiento, que se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$OFD_{idGHA} = \min(PP_i, (OFD_{idGEN} + OFD_{idALM}))$$

Donde:

PP_i = Potencia Máxima del conjunto, componente generador solar fotovoltaico o eólico y componente de sistema de almacenamiento, de un generador con GHA, de conformidad con la Norma de Coordinación Comercial número 2.

OFD_{idGEN} = Oferta Firme disponible de la componente "i" solar fotovoltaica o eólica.

OFD_{idALM} = Oferta Firme Disponible de la componente "i" del sistema de Almacenamiento.

Artículo 4. Se modifica el numeral 3.1.3.2, el cual queda así:

3.1.3.2 El Índice de Disponibilidad está dado por

$$Dd_{id} = \frac{\sum_{h=1}^H PD_{ihd}}{H * PP_i}$$

Donde:

PP_i = Potencia Máxima de la unidad generadora o Sistema de Almacenamiento que forma parte de un generador con GHA "i" calculada de conformidad con la Norma de Coordinación Comercial número 2.

PD_{ihd} = Potencia Disponible de la unidad generadora o Sistema de Almacenamiento que forma parte de un generador con GHA "i" en la hora "h" para el día "d".

H= Tiene un valor de cuatro al considerar, diariamente, cuatro reportes de disponibilidad, uno a las 18:00, a las 19:00, a las 20:00 y el último a las 21:00 horas, con base a lo que los agentes informan al Centro de Despacho de Carga - CDC- para el periodo de máxima demanda, de acuerdo a lo establecido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

Artículo 5. Se modifica el numeral 3.1.3.3, el cual queda así:

3.1.3.3 La Potencia Máxima (PP_i) es la potencia que la unidad generadora o Sistema de almacenamiento que forma parte de un generador con GHA "i" es capaz de suministrar al sistema, neta de consumos internos, bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que está instalada, calculada de acuerdo a lo dispuesto en la Norma de Coordinación Comercial número 2.

Artículo 6. Se modifica el numeral 3.1.3.4, el cual queda así:

3.1.3.4 La Potencia Disponible (PD) de una unidad generadora o Sistema de almacenamiento que forma parte de un generador con GHA es el mínimo valor entre:

- La Potencia Máxima PPI.
- La potencia declarada por el agente generador, que es el valor de potencia que declara que puede entregar como máximo al sistema, para efectos de la programación del despacho semanal.
- La potencia neta generada y reportada al Centro de Despacho de Carga por el agente generador cuando la unidad generadora ha sido convocada a su Potencia Máxima o a su potencia declarada.

Artículo 7. Se modifica el numeral 3.1.3.5, el cual queda así:

3.1.3.5 Se asumirá que la Potencia Disponible (PD) de una unidad generadora o Sistema de almacenamiento que forma parte de un generador con GHA "i" es igual a su Potencia Máxima o su potencia declarada, la que sea menor, siempre y cuando cumpla las siguientes condiciones:

- Se encuentre operando de acuerdo con las condiciones de generación requeridas por el CDC, es decir que la unidad puede estar entregando parcialmente su Potencia Máxima, manteniendo en reserva el complemento.

$$PD_{i,h} = PG_{i,h} + R_{i,h}$$

Donde:

$PG_{i,h}$ = Potencia Generada en la hora "h"

$R_{i,h}$ = Reserva o Complemento de la Potencia Máxima o potencia declarada

- Se encuentre convocada a generar, pero, por razones que no sean atribuibles al generador, la unidad no entra a operar.
- El generador no es convocado a generar por razones de despacho económico, lo cual será documentado.

Para el caso de centrales hidroeléctricas de filo de agua (de pasada), geotérmicas, eólicas, solares fotovoltaicas y la componente solar fotovoltaica o eólica del generador con GHA, la Potencia Disponible (PD) será la potencia correspondiente cada hora, hasta la Potencia Máxima o la potencia declarada.

Artículo 8. PUBLICACIÓN Y VIGENCIA. La presente modificación de norma cobra vigencia a partir de su aprobación y deberá publicarse en el diario oficial.

Artículo 9. 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 COMERCIAL NO. 5

RESOLUCIÓN NÚMERO 3139-05

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en 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, para el debido cumplimiento de las funciones asignadas dentro del marco regulatorio al Administrador del Mercado Mayorista, 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.

CONSIDERANDO:

Que, es necesario ampliar los conceptos y procedimientos establecidos en la normativa para permitir la coordinación comercial y operativa de las tecnologías de generación solar fotovoltaica y eólica, sistemas de almacenamiento en operación híbrida con estas centrales para la gestión de su energía, así como sistemas de almacenamiento para participar en la Regulación Primaria de Frecuencia.

POR TANTO:

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

RESUELVE:

EMITIR:

La siguiente:

MODIFICACIÓN A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 5

SOBRECOSTOS DE UNIDADES GENERADORAS FORZADAS

Artículo 1. Se modifican las tres viñetas del numeral 5.1.2, las cuales quedan así:

- En caso de un embalse de regulación anual que se encuentre en situación de vertimiento, el costo operativo será igual al costo variable de operación y mantenimiento calculado para la central hidroeléctrica correspondiente.
- Para el resto de las centrales hidroeléctricas, se considerará que su costo operativo es igual al costo variable de operación y mantenimiento calculado para la central hidroeléctrica correspondiente.
- En caso de que existan excedentes renovables provenientes de generación hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica o generadores con GHA en una hora, el costo operativo de las unidades que generen dichos excedentes será igual al mínimo de los costos variables de operación y mantenimiento calculados para estas centrales.

Artículo 2. Se modifica el numeral 5.1.3, el cual queda así:

5.1.3 Costo operativo de Unidades Generadoras Basadas en Recursos Renovables no Hidráulicos.

- Para las plantas de generación basadas en recursos renovables no hidráulicos se considerará que su costo operativo es el Costo Variable de Generación, que como mínimo será igual a su costo variable de operación y mantenimiento.
- Para los generadores con GHA se considerará que su costo operativo es el Costo Variable de Generación, el cual será como mínimo igual a su costo variable de operación y mantenimiento. Dicho costo incluirá a la componente eólica o solar fotovoltaica y al sistema de almacenamiento que conforman el generador con GHA.

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 V. NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 8

RESOLUCIÓN NÚMERO 3139-06

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en 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, para el debido cumplimiento de las funciones asignadas dentro del marco regulatorio al Administrador del Mercado Mayorista, 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.

CONSIDERANDO:

Que, es necesario ampliar los conceptos y procedimientos establecidos en la normativa para permitir la coordinación comercial y operativa de las tecnologías de generación solar fotovoltaica y eólica, sistemas de almacenamiento en operación híbrida con estas centrales para la gestión de su energía, así como sistemas de almacenamiento para participar en la Regulación Primaria de Frecuencia.

POR TANTO:

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

RESUELVE:

EMITIR:

La siguiente:

MODIFICACIÓN A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 8.

CARGO POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Artículo 1. Se modifica el numeral 8.2.1.1, el cual queda así:

8.2.1.1 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.

Artículo 2. Se agrega el numeral 8.2.1.1.1, con el siguiente texto:

8.2.1.1.1 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.

Artículo 3. Se agrega el numeral 8.2.1.1.2, con el siguiente texto:

8.2.1.1.2 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.

Artículo 4. Se agrega el numeral 8.2.1.1.3, con el siguiente texto:

8.2.1.1.3 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.

Artículo 5. 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 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 con los 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 de ese día. El participante podrá declarar indisponible su oferta hasta el día siguiente del evento.

Artículo 6. Se modifica el numeral 8.3.1.1, el cual queda así:

8.3.1.1 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.

Artículo 7. Se modifica el numeral A.8.1.1.6, del Anexo 8.1, 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.

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 período 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.

Artículo 8. Se modifica el primer párrafo de la literal b), del numeral A.8.1.1.7, del Anexo 8.1, 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 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.

Artículo 9. Se agregan los numerales v. y vi. a la lista del último párrafo de la literal d), del numeral A.8.1.1.7, del Anexo 8.1, con el siguiente texto:

- v. 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. La determinación de margen insuficiente para regulación según el estado de carga (SOC) de los sistemas de almacenamiento de un generador con GHA.

Artículo 10. Se agrega la literal c) al numeral A.8.1.1.8, del Anexo 8.1, con el siguiente texto:

- c) **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.

Artículo 11. Se agrega la literal n) al numeral A.8.1.2.1, del Anexo 8.1, con el siguiente texto:

- n) 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.

Artículo 12. PUBLICACIÓN Y VIGENCIA. La presente modificación de norma cobra vigencia a partir de su aprobación y deberá publicarse en el diario oficial.

Artículo 13. 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 VI. NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 13

RESOLUCIÓN NÚMERO 3142-04

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, para el debido cumplimiento de las funciones asignadas dentro del marco regulatorio al Administrador del Mercado Mayorista, 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.

CONSIDERANDO:

Que, es necesario ampliar los conceptos y procedimientos establecidos en la normativa para permitir la coordinación comercial y operativa de las tecnologías de generación solar fotovoltaica y eólica, sistemas de almacenamiento en operación híbrida con estas centrales para la gestión de su energía, así como sistemas de almacenamiento para participar en la Regulación Primaria de Frecuencia.

POR TANTO:

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

RESUELVE:

EMITIR:

La siguiente:

MODIFICACIÓN A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 13.

MERCADO A TERMINO

Artículo 1. Se agrega la literal g) al numeral 13.4.1, con el siguiente texto:

g) Contratos de energía generada para generadores con GHA

Este tipo de contrato será aplicable a los generadores con GHA que vendan a un Participante Consumidor un porcentaje horario o un valor máximo de la energía que sea generada con la central de generación comprometida; por lo tanto, no existe compromiso de potencia para el cubrimiento de Demanda Firme. Cada central generadora deberá, de manera excluyente, optar por el uso del porcentaje o del valor máximo para los contratos de este tipo que presente su titular al AMM.

Para el generador con GHA que venda su producción a través de este tipo de contratos, la energía generada corresponderá a la energía entregada por la central, en su conjunto, al sistema.

Para los generadores solares fotovoltaicos o eólicos que ya se encuentren operando en el sistema y que instalen sistemas de almacenamiento para convertirse en un generador con GHA, la energía generada corresponderá a la energía entregada por la central, en su conjunto, al sistema.

El suministro de la energía generada en este tipo de contrato se administra de forma conjunta con la del numeral 13.4.3 literal b) de la presente norma.

La Oferta Firme Eficiente de la central generadora, equivalente a la energía contratada en esta modalidad, se podrá vender en contratos de los numerales 13.4.1 literal b) y 13.4.3 literal a) de la Norma de Coordinación Comercial No. 13 (NCC-13); la Oferta Firme Eficiente, excedente luego de descontar los compromisos indicados en este párrafo, se podrá vender en cualquiera de los tipos de contrato de abastecimiento y de respaldo establecidos en la presente norma.

Cuando se opte por el uso del Valor Máximo, la Oferta Firme Eficiente equivalente será el valor Máximo en el período de máxima demanda declarado en la planilla. En el caso de la modalidad de porcentajes, será el porcentaje máximo en el período de máxima demanda, aplicado a la Oferta Firme Eficiente de la central.

Cuando se haya optado por la modalidad de Valor Máximo, el Vendedor podrá declarar a través del sistema Direct@MM, el orden de prioridad de asignación de sus contratos de energía generada. En caso el Vendedor no realice esta declaración, la energía se asignará con prioridad cronológica con base en las fechas en que fueron validadas las planillas de contratos por las partes. El orden de prioridad indicado previamente en otras Planillas de Contrato de la modalidad de Valor Máximo y que hayan sido validadas por el AMM, podrá ser modificado con el ingreso de una nueva Planilla de la misma modalidad; el nuevo orden de prioridad será informado por el AMM a la parte Compradora en las otras Planillas, antes de las 9:30 horas de cada día hábil, a través de correo electrónico dirigido al Representante Comercial registrado en la Planilla 1.8; en caso de que alguno de los compradores no esté de acuerdo con la nueva prioridad declarada, tendrá hasta las 15:00 horas del día en que se declaró el nuevo orden de prioridad para informar su desacuerdo al AMM, con lo cual, la nueva planilla de contratos será rechazada por el AMM.

En la administración del déficit se considerará lo estipulado por el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en el sentido que se asigna en primer lugar la potencia firme contratada.

Artículo 2. Se insertan dos párrafos a continuación del segundo párrafo de la literal b) del numeral 13.4.3, con el siguiente texto:

Para el generador con GHA que venda su producción a través de este tipo de contratos, la energía generada corresponderá a la energía entregada por la central, en su conjunto, al sistema.

Para los generadores solares fotovoltaicos o eólicos que ya se encuentren operando en el sistema y que instalen sistemas de almacenamiento para convertirse en un generador con GHA, la energía generada corresponderá a la energía entregada por la central, en su conjunto, al sistema.

Artículo 3. Se modifica el segundo párrafo del numeral 13.5.4, el cual queda así:

En el caso de una central hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica o generador con GHA, le corresponde como máxima potencia contratable la Oferta Firme Eficiente de la central.

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 VII. NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 14

RESOLUCIÓN NÚMERO 3139-08

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, para el debido cumplimiento de las funciones asignadas dentro del marco regulatorio al Administrador del Mercado Mayorista, 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.

CONSIDERANDO:

Que, es necesario ampliar los conceptos y procedimientos establecidos en la normativa para permitir la coordinación comercial y operativa de las tecnologías de generación solar fotovoltaica y eólica, sistemas de almacenamiento en operación híbrida con estas centrales para la gestión de su energía, así como sistemas de almacenamiento para participar en la Regulación Primaria de Frecuencia.

POR TANTO:

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

RESUELVE:

EMITIR:

La siguiente:

MODIFICACIÓN A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 14.

HABILITACIÓN COMERCIAL PARA OPERAR EN EL MERCADO MAYORISTA Y SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL

Artículo 1. Se agregan los apartados c.1.2) y c.1.3) a la literal (c), del numeral 14.2, con el siguiente texto:

- c.1.2) Los generadores con GHA, adicionalmente, deberán instalar medidores bidireccionales para registrar la producción del generador solar fotovoltaico o eólico, así como la producción y carga del sistema de almacenamiento en forma separada. La medición en el punto de entrega al Sistema se utilizará para la administración y liquidación de las transacciones comerciales del generador con GHA. Para el caso de los generadores con GHA cuya componente solar fotovoltaica o eólica y componente del sistema de almacenamiento se conecten a un mismo inversor en la red de corriente directa, deberán instalar equipos de medición de energía en la red de corriente directa del generador con GHA para la componente solar fotovoltaica

o eólica y para la componente de sistema de almacenamiento; los equipos de medición deberán cumplir, de manera equiparable, con los requisitos técnicos y procedimientos relativos a la medición comercial que establecen en la presente norma, en particular y sin ser limitativo, con lo relativo a la exactitud de la medición, la verificación de la medición, equipos de redundancia, registro de datos, almacenamiento de información, sincronización de medidores, comunicaciones, requisitos de instalación de equipos de medición, instalación y gestión de precintos, interrogación en sitio e interrogación remota; así como cumplir de manera equiparable, con los procedimientos que se establecen en la presente norma relativos a la inexactitud de registros, fallas de equipos o de comunicación, pruebas de laboratorio, habilitación comercial y de las verificaciones periódicas a los puntos de medición.

- c.1.3) Los generadores que utilicen sistemas de almacenamiento para participar en la regulación primaria de frecuencia con el propósito de cumplir con su obligación de aportar la reserva correspondiente, deberán instalar medición independiente para el generador y para el sistema de almacenamiento. La medición del sistema de almacenamiento deberá ser bidireccional.

Artículo 2. Se agregan dos párrafos al final del numeral 14.17, con el siguiente texto:

Los generadores solares fotovoltaicos o eólicos que instalen sistemas de almacenamiento para convertirse en generadores con GHA deberán actualizar el cumplimiento de los requisitos indicados en el presente numeral, referente a la incorporación del sistema de almacenamiento. En este caso, el generador solar fotovoltaico o eólico deberá declarar que la instalación del sistema de almacenamiento tiene el propósito de operar como generador con GHA.

Los generadores que instalen sistemas de almacenamiento para dar cumplimiento a la obligación de participar en la Regulación Primaria de Frecuencia, por medio de la Reserva Rodante Regulante, deberán actualizar el cumplimiento de los requisitos indicados en el presente numeral, referente a la incorporación del sistema de almacenamiento. En este caso, el generador deberá declarar que la instalación del sistema de almacenamiento tiene el propósito de cumplir con su obligación de participar en la Regulación Primaria de Frecuencia.

Artículo 3. Se modifica el primer párrafo del numeral 14.18, el cual queda así:

- 14.18 Requisitos específicos para el acceso de nuevas instalaciones de generación al Sistema de Transporte del Mercado Mayorista.** Los requisitos específicos para el acceso de nuevas instalaciones de generación al Sistema de Transporte del Mercado Mayorista, incluyendo instalaciones con sistemas de almacenamiento, que son adicionales a los del numeral **14.17** de esta norma, son:

Artículo 4. Se agrega la literal (e) al final del numeral 14.18, con el siguiente texto:

- (e) Las centrales generadoras que utilicen inversores de corriente directa a corriente alterna, convertidores o sistemas basados en electrónica de potencia para la inyección de energía y potencia al S.N.I deberán parametrizar sus equipos de acuerdo con los requisitos y características operativas establecidos en la Norma de Coordinación Operativa No. 3 para este tipo de centrales, con la finalidad de garantizar la seguridad del S.N.I, así como el de las instalaciones a conectar. Como requisito de habilitación y de Acceso a la Capacidad de Transporte, el interesado deberá entregar previamente al AMM un informe técnico de parametrización de equipos, que refleje los ajustes finales efectuados para la puesta en servicio. El informe deberá cumplir con el formato establecido por el AMM.

Artículo 5. Se agrega un párrafo al final del numeral 14.22, con el siguiente texto:

Todo generador solar fotovoltaico o eólico que instale sistemas de almacenamiento para convertirse en generador con GHA deberán realizar una prueba de potencia máxima de acuerdo con lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 2.

Artículo 6. Se modifica el numeral A14.2.2.2 del Anexo 14.2, el cual queda así:

A14.2.2.2 Puntos de Consumos Propios

Se debe entender como puntos de consumos propios a aquellos donde exista demanda de los servicios propios de los Agentes Generadores, así como la demanda de los servicios propios de las subestaciones de distribución y transmisión propiedad de los agentes Transportistas y Distribuidores.

Los generadores con GHA no están habilitados para retirar energía de la red de transmisión destinada a la carga de su sistema de almacenamiento. Como parte de la información a suministrar para la habilitación comercial de los generadores con GHA, se deberá entregar información relativa a consumos propios típicos de la central. Esta información deberá actualizarse como parte de la información a proporcionar para la Programación de Largo Plazo.

Artículo 7. PUBLICACIÓN Y VIGENCIA. La presente modificación de norma cobra vigencia a partir de su aprobación y deberá publicarse en el diario oficial.

Artículo 8. 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 VIII. NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 15

RESOLUCIÓN NÚMERO 3139-09

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, para el debido cumplimiento de las funciones asignadas dentro del marco regulatorio al Administrador del Mercado Mayorista, 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.

CONSIDERANDO:

Que, es necesario ampliar los conceptos y procedimientos establecidos en la normativa para permitir la coordinación comercial y operativa de las tecnologías de generación solar fotovoltaica y eólica, sistemas de almacenamiento en operación híbrida con estas centrales para la gestión de su energía, así como sistemas de almacenamiento para participar en la Regulación Primaria de Frecuencia.

POR TANTO:

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

RESUELVE:

EMITIR:

La siguiente:

MODIFICACIÓN A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 15.

NORMA DE INHABILITACIÓN EN EL MERCADO MAYORISTA

Artículo 1. Se agrega la literal l, al artículo 3, con el siguiente texto:

- I. Cuando un generador con GHA incurra, por segunda vez, en el retiro de energía desde la red de transmisión para la carga de su sistema de almacenamiento, según lo previsto en el numeral A1.2.11, del Anexo 1.2 de la NCC-1.

Artículo 2. PUBLICACIÓN Y VIGENCIA. La presente modificación de norma cobra vigencia a partir de su aprobación y deberá publicarse en el diario oficial.

Artículo 3. 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 IX. NORMA DE COORDINACIÓN OPERATIVA NO. 1

RESOLUCIÓN NÚMERO 3142-05

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en 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, para el debido cumplimiento de las funciones asignadas dentro del marco regulatorio al Administrador del Mercado Mayorista, 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.

CONSIDERANDO:

Que, es necesario ampliar los conceptos y procedimientos establecidos en la normativa para permitir la coordinación comercial y operativa de las tecnologías de generación solar fotovoltaica y eólica, sistemas de almacenamiento en operación híbrida con estas centrales para la gestión de su energía, así como sistemas de almacenamiento para participar en la Regulación Primaria de Frecuencia.

POR TANTO:

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

RESUELVE:

EMITIR:

La siguiente:

MODIFICACIÓN A LA NORMA DE COORDINACIÓN OPERATIVA No. 1.

BASE DE DATOS

Artículo 1. Se agregan requerimientos al final de la planilla 1.1 del anexo 1.1, con los siguientes textos y tablas:

Planilla N° 1.1 (Cont.)

DISEÑO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

La información enumerada a continuación deberá ser indicada para cada unidad de almacenamiento que forme parte de un generador con GHA, y de los sistemas de Almacenamiento utilizados para participar en la Regulación Primaria de Frecuencia:

Central:	Tipo:
----------	-------

N°	Descripción	Unidad	Valor
1.18	Datos técnicos del Sistema de Almacenamiento		
1.18.1	Potencia Máxima	MW	
1.18.2	Almacenamiento Mínimo	MWh	
1.18.3	Almacenamiento Máximo	MWh	
1.18.4	Almacenamiento utilizable	MWh	
1.18.5	Eficiencia – ciclo completo	pu	

Planilla N° 1.1 (Cont.)

DATOS DE DISEÑO PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

N°	Descripción	Unidad	Valor
1.19	Sistema de almacenamiento		
1.19.1	Máximo número de descargas (ciclos de vida)	Cantidad	
1.20	Sistema de almacenamiento por baterías		
1.20.1	Número de módulos de baterías	Cantidad	
1.20.2	Tensión de la configuración de baterías	Vdc	
1.20.3	Vida útil	Años	
1.20.4	Degradación de capacidad	%/año	
1.20.5	Rango de temperatura de operación	Grados centígrados	
1.20.6	Profundidad de descarga máxima de operación normal (DoD). Se debe considerar el caso en que los sistemas de almacenamiento que formen parte de un generador, y que sean también utilizados en la Regulación Secundaria de Frecuencia por medio de la RRO	% de carga / descarga	
1.20.7	Consumos propios (valores mínimos y máximos).	KWh	
1.21	Modelo de simulación dinámica para utilizarse en PSSE. (se deberá presentar el modelo detallado así como el modelo genérico)	Texto, diagrama, manual, archivo .Dyr	

La información indicada a continuación deberá ser entregada como texto o diagramas:

N°	Descripción	Forma de presentación
1.22	Sistema de almacenamiento por batería	
1.22.1	Tipo de batería (litio, plomo)	Texto
1.22.2	Diagrama eléctrico de conexión	Diagrama/plano
1.22.3	Modelo y marca	Texto
1.22.4	Manuales de fábrica	Manual
1.22.5	Capacidad de descarga C1, C2 ...	Tabla de datos

Planilla N° 1.1 (Cont.)

DATOS DE DISEÑO DE INVERSORES DE CORRIENTE DIRECTA A CORRIENTE ALTERNA, CORRIENTE ALTERNA A CORRIENTE DIRECTA

La información indicada a continuación se refiere a inversores y/o convertidores utilizados en centrales fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento de energía:

Central: _____ Tipo: _____

1.23	Datos de inversor lado de entrada en corriente directa (CD)		
1.23.1	Potencia CD máxima	kW	
1.23.2	Rango de potencia de operación	kW	
1.23.3	Rango de tensión MPP	V	
1.23.4	Número de entradas en CD	Cantidad	
1.23.5	Rangos de tensión	Vdc	
1.23.6	Tensión CD	Vdc	
1.23.7	Corriente CD	Idc	
1.23.8	Máxima corriente en CD	Idc	
1.23.9	Máximo voltaje en CD	Vdc	
1.24	Inversor lado en salida de corriente alterna (CA)		
1.24.1	Potencia nominal	kW	
1.24.2	Potencia máxima CA	kW	
1.24.3	Tensión en CA	Vac	
1.24.4	Máxima potencia en CA	MW	
1.24.5	Máxima corriente en CA	Iac	
1.24.6	Máximo voltaje en CA	Vac	
1.24.7	Frecuencia	Hz	
1.24.8	Rango de factor de Potencia en salida (capacitivo - inductivo)	fp	
1.24.9	Distorsión armónica en salida	%	
1.24.10	Eficiencia	%	
1.24.11	Temperatura de funcionamiento	Temp	
1.24.12	Degradación de capacidad anual	%	

La información indicada a continuación deberá ser entregada como texto o diagramas:

Nº	Descripción	Forma de presentación
1.25	Datos de Inversores	
1.25.1	Marca y modelo	Texto
1.25.2	Protecciones lado CD	Texto
1.25.3	Protecciones lado CA	Texto
1.25.4	Manual de fabricante del inversor	Manual

Planilla Nº 1.1 (Cont.)

DATOS DE DISEÑO PARA CENTRALES EÓLICAS

Central: _____ Tipo: _____

Nº	Descripción	Unidad	Valor
1.26	Aerogenerador		
1.26.1	Marca y modelo	Texto	
1.26.2	Altura de buje	m	
1.27	Aspas y rotor		
1.27.1	Diámetro	m	
1.27.2	Área de barrido	m ²	
1.27.3	Velocidad de arranque	m/s	
1.27.4	Velocidad nominal	m/s	
1.27.5	Velocidad de disparo a alta velocidad	m/s	
1.27.6	Rango de velocidad de rotación de pala	m/s - m/s	
1.27.7	Número de aspas	cantidad	
1.27.8	Longitud de aspa	m	
1.28	Generador		
1.28.1	Potencia aparente nominal	MVA	
1.28.2	Potencia activa nominal neta	MW	
1.28.3	Potencia activa nominal bruta	MW	
1.28.4	Potencia de mínimo técnico	MW	
1.28.5	Tensión nominal	kV	
1.28.6	Frecuencia	Hz	
1.28.7	Potencia reactiva nominal	MVA _r	
1.28.8	Número de polos	N	
1.28.9	Factor de potencia mínimo en atraso	fp	
1.28.10	Factor de potencia mínimo en adelanto	fp	

La información indicada para centrales eólicas a continuación deberá ser entregada como texto o diagramas:

Nº	Descripción	Forma de presentación
1.29	Aerogenerador	
1.29.1	Marca y modelo	Texto
1.29.2	Manual del fabricante	manuales
1.29.3	Marca y tipo (asíncrono de resistencia variable, asíncrono con rotor de jaula de ardilla y convertidor completo, asíncrono doblemente alimentado, síncrono con convertidor completo y excitación independiente, síncrono con convertidor completo y excitación con imán permanente, otro)	texto

1.29.4	Curvas de potencia en función de la velocidad del viento para diferentes valores de densidad del aire (según las características climáticas del emplazamiento para todo el año)	curvas
1.29.5	Curva de capacidad de potencia reactiva	curvas
1.29.6	Manual del fabricante	manuales
1.30	Convertidor de frecuencia del aerogenerador	
1.30.1	Diagrama de bloques del sistema de control	
1.30.2	Manual del fabricante	manuales
1.31	Consignas de operación del Aerogenerador	
1.31.1	Consigna de arranque (tiempo ajustado de condición mínima de velocidad de viento)	Texto
1.32	Equipos de medición meteorológica	
1.32.1	Manual del fabricante del anemómetro y veleta	
1.33	Modelamiento de las unidades aerogeneradoras	
1.33.1	Modelo de simulación dinámica de la central para utilizarse en PSSE. (se deberá presentar el modelo detallado así como el modelo genérico)	Texto, diagrama, manual, archivo .Dyr

La información indicada a continuación se refiere a las magnitudes referidas al punto de conexión del sistema de transmisión de la central eólica:

N°	Descripción	Unidad	Valor
1.34	Datos generales de la central		
1.34.1	Potencia aparente nominal	MVA	
1.34.2	Potencia activa nominal neta	MW	
1.34.3	Potencia activa nominal bruta	MW	
1.34.4	Tensión nominal	kV	
1.34.5	Frecuencia	Hz	
1.34.6	Potencia reactiva nominal	MVAr	
1.34.7	Potencia de mínimo técnico	MW	
1.34.8	Mínimo tiempo de operación	min/h	
1.34.9	Consumos propios de la central (valores máximos y mínimos)	MWh	
1.35	Compensación reactiva del sistema eólico en punto de entrega		
1.35.1	Factor de potencia en adelanto mínimo	Valor	
1.35.2	Factor de potencia en atraso mínimo	Valor	

La información indicada a continuación deberá ser entregada como texto o diagramas:

N°	Descripción	Forma de presentación
1.36	Diagramas de conexión	

1.36.1	Diagrama unifilar del sistema de media tensión	Plano
1.36.2	Tensión de operación en punto de conexión	
1.36.3	Curvas con rangos de tensión y disparos temporizados (sobre tensiones y bajas tensiones)	Curva "Fault Ride Through (FRT)"
1.37	Compensación reactiva del sistema eólico	
1.37.1	Tipo de elementos de compensación adicionales (STATCOM, compensador estático de vares -SVC-, bancos de capacitores o reactores)	Texto
1.37.2	Manual de los elementos de compensación externos	Manual
1.37.3	Curva de capacidad general de la central en punto de conexión a la red	Gráfico
1.38	Frecuencia de operación	
1.38.1	Curva de operación por sobre y baja frecuencia con rangos de disparo temporizados	Curva
1.39	Datos del emplazamiento	
1.39.1	Coordenadas del emplazamiento	Texto
1.39.2	Área cubierta	Texto
1.39.3	Plano del área con curvas de nivel	Plano, formato digital
1.39.4	Coordenadas de ubicación de los aerogeneradores	Plano, formato digital kmz
1.39.5	Coordenadas de ubicación de las torres meteorológicas	Plano, formato digital kmz
1.40	Equipos de medición meteorológica	
1.40.1	Alturas de medición y número de torres	Texto
1.40.2	Descripción de veleta (marca y modelo)	Texto
1.40.3	Descripción del anemómetro (marca y modelo)	Texto
1.40.4	Medidor de temperatura (marca y modelo)	Texto
1.40.5	Medidor de presión atmosférica (marca y modelo)	Texto
1.41	Calidad de la generación en el punto de entrega	
1.41.1	Normativa internacional que cumple el aerogenerador en cuanto a producción de distorsión armónica (THD).	Norma
1.41.2	Normativa internacional que cumple el aerogenerador en cuanto a producción flicker	Norma
1.41.3	Normativa internacional que cumple el aerogenerador en cuanto a fluctuaciones máximas de tensión.	Norma
1.42	Sistemas de predicción del recurso	
1.42.1	Modelos empleados para el pronóstico	Texto
1.42.2	Variables de entrada al sistema de pronóstico	Texto

Planilla N° 1.1 (Cont.)

DATOS DE DISEÑO PARA CENTRALES SOLARES FOTOVOLTAICAS

Central:	Tipo:
----------	-------

Plantas Fotovoltaicas:			
Nº	Descripción	Unidad	Valor
1.43	Panel Fotovoltaico		
1.43.1	Eficiencia del panel	%	
1.43.2	Potencia de operación	w	
1.43.3	Tensión en máxima potencia (Vpm)	Vdc	
1.43.4	Corriente en máxima potencia (Ipm)	Amp	
1.43.5	Tensión en circuito abierto (Voc)	Vdc	
1.43.6	Tensión máxima del sistema (Vdc)	Vdc	
1.43.7	Corriente en corto circuito	Amp	
1.43.8	Rango de temperaturas en operación (-Cº/Cº)	Cº	
1.43.9	Coeficiente de temperatura de Isc	%/Cº	
1.43.10	Coeficiente de temperatura de Vsc	%/Cº	
1.43.11	Coeficiente de temperatura de Pmpp	%/Cº	
1.43.12	Coeficiente de temperatura de Impp	%/Cº	
1.43.13	Coeficiente de temperatura de Vmpp	%/Cº	
1.43.14	Dimensiones del panel fotovoltaico (alto - largo)	m	
1.43.15	Grado de inclinación	Grados	
1.44	Sistemas de seguimiento solar		
1.44.1	Potencia fotovoltaica máxima por seguimiento	W	
1.44.2	Grado de inclinación del panel en sistemas sin seguimiento solar	Grados	

La información indicada a continuación se refiere a las magnitudes de la central solar fotovoltaica referidas al punto de conexión del sistema de transmisión de la central:

Nº	Descripción	Unidad	Valor
1.45	Datos generales de la central		
1.45.1	Potencia aparente nominal	MVA	
1.45.2	Potencia activa nominal neta	MW	
1.45.3	Potencia activa nominal bruta	MW	
1.45.4	Performance Ratio (PR)	%	
1.45.5	Tensión nominal	kV	
1.45.6	Frecuencia	Hz	
1.45.7	Potencia reactiva nominal	MVAr	
1.45.8	Potencia de mínimo técnico	MW	
1.45.9	Mínimo tiempo de operación	min/h	

1.45.10	Area ocupada en paneles solares (metros cuadrados)	m ²	
1.45.11	Número de paneles fotovoltaicos	Texto	
1.45.12	Número de inversores	Texto	
1.45.13	Cantidad de transformadores en media tensión	Texto	
1.45.14	Orientación de los paneles solares	Texto	
1.45.15	Grado de inclinación de los paneles	Grados	
1.45.16	Eficiencia del sistema (pérdidas desde la generación hasta el punto conexión al Sistema)	%	
1.45.17	Consumos propios de la central (valores máximos y mínimos)	MWh	
1.46	Modelo de simulación dinámica de la central para utilizarse en PSSE. (se deberá presentar el modelo detallado, así como el modelo genérico)	Texto, diagrama, manual, archivo .Dyr	

La información indicada a continuación para centrales solares fotovoltaicas deberá ser entregada como texto o diagramas:

Nº	Descripción	Forma de presentación
1.47	Panel Fotovoltaico	
1.47.1	Marca y modelo	Texto
1.47.2	Tipo de tecnología (monocristalino, policristalino, silicio amorfo, otro)	Texto
1.47.3	Curvas V-I	Gráfica
1.47.4	Curvas V-Temp	Gráfica
1.47.5	Curvas I - Temp	Gráfica
1.47.6	Manual de fabricante del panel	Manual
1.47.7	Orientación de los paneles (Ejemplo: Norte - Sur)	Texto
1.48	Equipos de seguimiento solar	
1.48.1	Modelo y fabricante	Texto
1.48.2	Eje de seguimiento (horizontal, vertical)	Texto
1.48.3	Tabla de valores del Performance ratio según orientación e inclinación de los paneles.	Tabla
1.48.4	Manual de fabricante del sistema de seguimiento solar	Manuales
1.49	Datos generales del sistema	
1.49.1	Plano de distribución de los paneles	Plano
1.49.2	Diagrama Unifilar en Corriente Directa	Plano
1.49.3	Diagrama Unifilar en Corriente Alterna	Plano
1.50	Diagramas de conexión	
1.50.1	Diagrama Unifilar del sistema de media tensión	Plano
1.50.2	Tensión de operación en punto de conexión	

1.50.3	Curvas con rangos de tensión y disparos temporizados (sobre tensiones y bajas tensiones)	Curva "Fault Ride Through (FRT)"
1.51	Compensación reactiva del sistema fotovoltaico	
1.51.1	Tipo de elementos de compensación adicionales (STATCOM, compensador estático de vares -SVC-, bancos de capacitores o reactores)	Texto
1.51.2	Manual de los elementos de compensación externos	Manual
1.51.3	Curva de capacidad general de la central en punto de conexión a la red	Gráfico
1.52	Frecuencia de operación	
1.52.1	Curva de operación por sobre y baja frecuencia con rangos de disparo temporizados	Curva
1.53	Datos del emplazamiento	
1.53.1	Coordenadas del emplazamiento	Texto
1.53.2	Área cubierta	Texto
1.54	Equipos de medición meteorológica	
1.54.1	Tipo de piranómetro	Texto
1.54.2	Marca y modelo	Texto
1.54.3	Manual de fábrica de los instrumentos de medición	Texto
1.55	Calidad de la generación en el punto de entrega	
1.55.1	Normativa internacional que cumple la central solar en cuanto a producción de distorsión armónica (THD).	Norma
1.55.2	Normativa internacional que cumple la central solar en cuanto a producción flicker	Norma
1.55.3	Normativa internacional que cumple la central solar en cuanto a fluctuaciones máximas de tensión.	Norma

Planilla N° 1.1 (Cont.)

DATOS DE DISEÑO PARA CENTRALES CON GHA

Central:	Tipo:
----------	-------

Pérdidas de energía:			
N°	Descripción	Unidad	Valor
1.56	Generación solar fotovoltaica o eólica		
1.56.1	Factor de pérdidas		
1.56.1.1	Para el caso de los generadores con GHA donde el generador solar fotovoltaico o eólico y el sistema de almacenamiento se conectan a un mismo inversor en la red de corriente directa: factor de pérdidas compuesto por pérdidas de energía en equipos de conversión, equipos inversión de corriente directa a	%	

	corriente alterna, equipos de transformación y conexiones desde el punto de medición del generador solar fotovoltaico o eólico, en el nodo de corriente directa, hasta el punto de conexión de la central con el S.N.I en corriente alterna.		
1.57	Sistemas de almacenamiento		
1.57.1	Factor de pérdidas		
1.57.1.1	Factor de pérdidas debido a pérdidas por equipos de conversión, equipos de inversión de corriente directa a corriente alterna y/o corriente alterna a corriente directa, de equipos de transformación y conexiones desde el punto de conexión del sistema de almacenamiento, hasta el punto de medición de la generación solar fotovoltaica, o eólica, del cual obtiene su carga.	%	
1.57.1.2	Factor de pérdidas debido a pérdidas por equipos de conversión, equipos de inversión de corriente directa a corriente alterna y/o corriente alterna a corriente directa, de equipos de transformación y conexiones desde el punto de conexión del sistema de almacenamiento, hasta la de conexión de la central con el S.N.I. para su descarga.	%	
1.57.1.3	Perfil típico horario de consumos propios de la central con GHA (valores máximos y promedios)	MWh	

Planilla N° 1.1 (Cont.)

SISTEMA AUTOMÁTICO DE CONTROL DE LA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA, O EÓLICA y DEL GENERADOR CON GHA

N°	Descripción	Forma de presentación
1.58	Datos	
1.58.1	Marca, modelo	Texto
1.58.2	Manual de fabricante	Manual
1.58.3	Punto de control	Texto, diagrama

Artículo 2. Se agregan los siguientes requerimientos al final de la planilla 1.2 del Anexo 1.1, con los siguientes textos y tablas:

Planilla N° 1.2 (Cont.)

PARÁMETROS DE RESPUESTA DE CENTRALES SOLARES, EÓLICAS, GENERADORES CON GHA Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

Central:	Tipo:
----------	-------

La información indicada a continuación deberá ser para toda la central:

2.15	Parámetros de respuesta control de voltaje		
2.15.1	Tiempo de respuesta (t ₀)	ms	
2.15.2	Tiempo de subida al 90 % del cambio de tensión (t-rise)	ms	
2.15.3	Tiempo de respuesta final (t-setting)	ms	
2.15.4	Porcentaje de sobretiro	%	
2.15.5	Porcentaje banda estabilización	%	
2.16	Respuesta de contribución de corriente reactiva por decaimiento/incremento de tensión		
2.16.1	Pendiente de contribución de corriente reactiva	Valor	
2.16.2	Banda muerta de acción sobre el cambio de tensión	% sobre tensión/% sub tensión	
2.16.3	Tiempo de respuesta de entrega de corriente reactiva	s	
2.16.4	Límite de corriente reactiva para subir tensión	Amp	
2.16.5	Límite de corriente reactiva para bajar tensión	Amp	
2.17	Participación en reserva primaria de frecuencia		
2.17.1	Estatismo máximo	%	
2.17.2	Estatismo normal	%	
2.17.3	Estatismo mínimo	%	
2.17.4	Banda muerta de frecuencia máxima	Hz	
2.17.5	Banda muerta de frecuencia normal	Hz	
2.17.6	Banda muerta de frecuencia mínima	Hz	
2.17.7	Banda muerta de potencia	MW	
2.17.8	Respuesta sostenida a cambios de frecuencia	MW	
2.17.9	Respuesta no sostenida a cambios de frecuencia	MW	
2.18	Respuesta de contribución de corriente reactiva por decaimiento/incremento de tensión del sistema		
2.18.1	Pendiente de contribución de corriente reactiva	Valor	
2.18.2	Banda muerta de acción sobre el cambio de tensión	% sobre tensión/% sub tensión	
2.18.3	Tiempo de respuesta de entrega de corriente reactiva	s	
2.18.4	Límite de corriente reactiva para subir tensión	Amp.	
2.18.5	Límite de corriente reactiva para bajar tensión	Amp.	
2.19	Tiempos de respuesta		
2.19.1	Tiempo de sincronización o conexión		
2.19.2	Tiempo de sincronización o conexión luego de disparo	min	

2.19.3	Rampa de toma de carga	MW/min	
2.19.4	Rampa de descenso de carga en reducción manual de potencia o salidas de línea	MW/min	
2.20	Variabilidad de la potencia (centrales solares y eólicas)		
2.20.1	Máxima amplitud de rizado a potencia máxima de salida por variabilidad del recurso primario	MW	
2.20.2	Máxima amplitud de rizado a potencia media de salida por variabilidad del recurso primario	MW	
2.20.3	Máxima amplitud de rizado a potencia mínima de salida por variabilidad del recurso primario	MW	
2.21	Rampas de respuesta para sistemas de almacenamiento		
2.21.1	Rampa de Carga	MW/min	
2.21.2	Rampa de Descarga	MW/min	
2.22	Porcentaje de error de las predicciones para época de mayor y menor disponibilidad de recurso primario, así como de época de transición entre estaciones para centrales solares, eólicas, y generadores solares fotovoltaicos o eólicos que forman parte de un generador con GHA, con resolución horaria.		
2.22.1	Porcentaje de error máximo y promedio de predicción a 7 días	%	
2.22.2	Porcentaje de error máximo y promedio de predicción a 48 horas	%	
2.22.3	Porcentaje de error máximo y promedio de predicción a 12 horas	%	
2.22.4	Porcentaje de error máximo y promedio de predicción a 6 horas	%	
2.22.5	Porcentaje de error máximo y promedio de predicción a 3 horas	%	
2.22.6	Porcentaje de error máximo y promedio de predicción a 2 horas	%	

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 X. NORMA DE COORDINACIÓN OPERATIVA NO. 2

RESOLUCIÓN NÚMERO 3139-11

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, para el debido cumplimiento de las funciones asignadas dentro del marco regulatorio al Administrador del Mercado Mayorista, 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.

CONSIDERANDO:

Que, es necesario ampliar los conceptos y procedimientos establecidos en la normativa para permitir la coordinación comercial y operativa de las tecnologías de generación solar fotovoltaica y eólica, sistemas de almacenamiento en operación híbrida con estas centrales para la gestión de su energía, así como sistemas de almacenamiento para participar en la Regulación Primaria de Frecuencia.

POR TANTO:

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

RESUELVE:

EMITIR:

La siguiente:

MODIFICACIÓN A LA NORMA DE COORDINACIÓN OPERATIVA NO. 2.

COORDINACIÓN DE LA OPERACION EN TIEMPO REAL

Artículo 1. Se modifican las literales (e), (f) y (m) del numeral 2.2.6.3, las cuales quedan así:

- (e) Mantener el gobernador, el sistema de excitación y/o los sistemas de control de potencia-frecuencia de manera que cada unidad pueda brindar los servicios de control de frecuencia y tensión, dentro de la capacidad declarada;
- (f) Operar sus unidades generadoras de acuerdo con la curva de capacidad o curva de capacidad de potencia reactiva declarada al AMM;

- (m) Registrar, como mínimo, a las horas en punto, la potencia real y potencia reactiva entregada a la red por cada uno de sus generadores, incluidos los sistemas de almacenamiento que forman parte de generadores con GHA. En el período comprendido de las 18:00 a las 21:00 horas, estos registros se harán cada 15 minutos; también se hará un registro a las 11:30 horas. Esta información será transmitida al Centro de Despacho de Carga –CDC– a requerimiento de este;

Artículo 2. Se agregan las literales (n) y (o) al final del numeral 2.2.6.3, con el siguiente texto:

- (n) Los generadores solares fotovoltaicos, eólicos, y generadores con sistemas de almacenamiento, deberán instalar unidades de medición fasorial (PMU), que tenga una capacidad de muestreo como mínimo de 8 kHz de las señales de corriente, voltaje, potencia activa y reactiva de estas unidades. La información obtenida deberá transmitirse al AMM en tiempo real a razón de 30 mensajes por segundo, como mínimo, y máximo de 60 mensajes por segundo, por medio de un enlace dedicado de comunicación, con un ancho de banda mínimo de 512 kbps, una disponibilidad de 99.9 % y con un retardo en la transmisión de datos menor a 10 milisegundos entre la subestación y la sede del AMM. La exactitud de la estampa de tiempo de los PMU deberá ser de al menos +/- 250 nanosegundos pico y en condiciones típicas < +/- 100 nanosegundos, por lo cual deben instalar un reloj satelital GPS con sistema de sincronización IRIG-B, con el cual se sincronice directamente el PMU para que cumpla con dicho estándar. En el punto frontera deberán contar con un *router* de gama industrial para desagregación de la red y para la comunicación bidireccional con el AMM. El mantenimiento de este equipo y sistema de comunicación estará bajo responsabilidad del generador.
- (o) Los generadores solares fotovoltaicos, eólicos y generadores con GHA deberán contar con equipos que les permitan medir, almacenar y reportar las mediciones de distorsión armónica y flicker en su punto de conexión con el SNI. Las características de esta medición deberán responder a lo establecido en las normas técnicas NTCSTS.

Artículo 3. Se agrega el numeral 2.7.5.3, con el siguiente texto:

2.7.5.3 El AMM efectuará procesos de verificación de la calidad y congruencia de la información que sea transmitida por los distintos tipos de comunicación.

Artículo 4. Se agregan dos viñetas al final del numeral A2.1.1.1, del anexo 2.1, con el siguiente texto:

- Para los generadores eólicos, reportar medición de velocidad del viento a la altura del buje de los aerogeneradores.

- Para los generadores solares fotovoltaicos, reportar valor de irradiancia solar, medido en estación meteorológica.

Artículo 5. Se modifica el numeral A2.1.1.3 del anexo 2.1, el cual queda así:

A2.1.1.3 Alarmas

Cada Generador deberá acordar con el AMM el agrupamiento de las alarmas de cada unidad generadora, sistema de almacenamiento o inversores de corriente directa a corriente alterna de la central a fin de poder discernir, con la menor cantidad de señales posible, la incidencia en que una falla afecta la disponibilidad de los equipos. En todo caso, los Participantes tienen la obligación de implementar el agrupamiento de las señales que especifique el Administrador del Mercado Mayorista para la operación en tiempo real.

Los generadores solares fotovoltaicos deberán disponer de alarmas de desconexión por emergencia, o falla, en todos los inversores de corriente directa a corriente alterna que forman parte del generador.

Los generadores eólicos deberán disponer de alarmas de desconexión por emergencia de todos los aerogeneradores que forman parte del generador eólico. Los sistemas de almacenamiento que formen parte de un generador con GHA o de un generador que utiliza sistemas de almacenamiento para participar de manera exclusiva en la Regulación Primaria de Frecuencia deberán disponer de alarmas de conexión y desconexión de los sistemas de almacenamientos y de los inversores de corriente directa a corriente alterna que estos utilicen.

Artículo 6. Se modifica el numeral A2.1.2.1, del Anexo 2.1, el cual queda así:

A2.1.2.1 Mediciones

Cada Generador deberá acordar con el AMM la posibilidad del agrupamiento de mediciones a fin de poder discernir, con la menor cantidad de señales posible, el estado de sus equipos. En todo caso, los Participantes tienen la obligación de implementar el agrupamiento de mediciones que especifique el Administrador del Mercado Mayorista para la operación en tiempo real.

Se deberá disponer de al menos, las siguientes mediciones:

- (a) Salidas de líneas y conexiones a transformadores de 138 kV ó tensión mayor y aquéllas de 69 kV a definir por el AMM a los fines de control de la calidad del servicio:
 - Potencia activa
 - Potencia reactiva
 - Tensión (eventualmente en barras)

- Corriente
- Posición del conmutador de tomas del transformador (si se dispusiera como medición)
- (b) Salidas de líneas y conexiones a transformadores de hasta 69 kV (en general):
 - Potencia activa
 - Potencia reactiva
 - Corriente
 - tensión
- (c) Secundarios y terciarios de transformadores:
 - Potencia activa
 - Potencia reactiva
 - Tensión
- (d) Equipos de compensación de potencia reactiva:
 - Potencia reactiva
 - Tensión
- (e) Acoplamientos de barras:
 - Corriente
- (f) Interconexiones internacionales:
 - Potencia activa
 - Potencia reactiva
 - Tensión
- (g) Sistemas de almacenamiento
 - Estado de carga (SOC en sus siglas en inglés)
 - Potencia Activa
 - Potencia reactiva
 - Corriente
 - Estado operativo (activo o desactivo)
- (h) Inversores de corriente directa a corriente alterna de un generador solar fotovoltaico, eólico, generador con GHA o sistemas de almacenamiento que forman parte de un generador para el uso exclusivo de participación en la Regulación Primaria de Frecuencia:
 - Potencia activa del lado de AC
 - Potencia reactiva del lado de AC

- Tensión del lado de AC
 - Corriente del lado de AC
- (i) Generadores solares fotovoltaicos, eólicos y generadores solares fotovoltaicos, eólicos que forman parte de un generador con GHA: deberán contar con una estación meteorológica que tenga capacidad de medir, almacenar por lo menos 5 años y transmitir en tiempo real y con resolución de un minuto las siguientes variables:
- Centrales eólicas:
 - velocidad del viento,
 - dirección del viento,
 - dirección del aerogenerador,
 - presión atmosférica,
 - temperatura,
 - densidad del viento.
 - Centrales solares fotovoltaicas:
 - Irradiancia solar,
 - Presión atmosférica,
 - En caso de que la central disponga de sistemas de seguimiento solar, debe registrarse la posición de seguimiento solar.

Artículo 7. Se modifica el numeral A2.1.2.2, del Anexo 2.1, el cual queda así:

A2.1.2.2 Estado de aparatos de maniobra

Cada Generador deberá acordar con el AMM la posibilidad del agrupamiento de señales de aparatos de maniobra a fin de poder discernir, con la menor cantidad de señales posible, el estado de sus equipos. En todo caso, los Participantes tienen la obligación de implementar el agrupamiento de las señales de aparatos de maniobra que especifique el Administrador del Mercado Mayorista para la operación en tiempo real.

Se deberá disponer de al menos, las siguientes señales de aparatos de maniobra:

- (a) Interruptores, seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de 138 kV ó tensión mayor en campos de:
- Líneas
 - Transformadores
 - Equipos de compensación de potencia reactiva
 - Acoplamiento de barras

- Interruptores de inversores de corriente directa a corriente alterna
 - Interruptores de Sistemas de Almacenamiento
 - Interruptores de aerogeneradores
- (b) Posición del conmutador de tomas de transformadores (si se dispusiera como estado)
- (c) Interruptores, seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de hasta 69 kV (en los casos a determinar por el AMM)

Artículo 8. Se modifica el numeral A.2.2.6.2.1.1, del Anexo 2.2, el cual queda así:

A.2.2.6.2.1.1. Generadores y sistemas de almacenamiento

A.2.2.6.2.1.1.1. Unidades generadoras y sistemas de almacenamiento

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

1. Potencia activa.
2. Potencia reactiva.
3. Voltaje.
4. Corriente.
5. Estado del disyuntor principal.
6. Alarma de protección de grupo generador y sistemas de almacenamiento.
7. Estado de carga (SOC en sus siglas en ingles), para lo sistemas de almacenamiento.
8. Estado operativo (activo o desactivo) de los sistemas de almacenamiento.
9. Variables meteorológicas de centrales solares fotovoltaicas, eólicas, y generadores con GHA que se indican en los numerales A2.1.1.1 y A2.1.2.1 del Anexo 2.1.

A.2.2.6.2.1.1.2. Campo de alta tensión (líneas de transmisión, transformadores elevadores, transformadores de carga, acoplamientos, etc.)

1. Potencia activa.
2. Potencia reactiva.
3. Corriente.
4. Estado de disyuntores.
5. Estado de seccionadores.

6. Estado de seccionadores de puesta a tierra.
7. Estado de protecciones, de forma agrupada.

A.2.2.6.2.1.1.3. Derivaciones para servicios auxiliares y consumos propios

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

A.2.2.6.2.1.1.4. Barras de alta tensión

1. Voltaje.
2. Frecuencia.

A.2.2.6.2.1.1.5. Interruptores de conexión de barras de generación a transformadores elevadores

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

A.2.2.6.2.1.1.6. Casos particulares

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

A.2.2.6.2.1.1.7. Unidades que presten el servicio de RRO

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

A.2.2.6.2.1.1.8. Inversores o convertidores

Para las centrales generadoras que utilicen inversores de corriente directa a corriente alterna se considerarán señales de alarma de desconexión de estos equipos, las siguientes señales:

1. Estado de interruptores.
2. Alarma de desconexión de inversores.
3. Potencia activa en lado AC.
4. Potencia reactiva en lado AC.
5. Corriente en lado AC.

Artículo 9. DISPOSICIONES TRANSITORIAS. A partir de la entrada en vigencia de la presente modificación a la Norma de Coordinación Operativa Número 2 (NCO-2), los generadores solares fotovoltaicos y eólicos existentes tendrán un plazo de hasta 12 meses para implementar los equipos y las comunicaciones necesarias que permitan dar cumplimiento a lo siguiente:

1. Literales m), n), y o) del numeral 2.2.6.3, referentes al registro horario de la potencia activa y reactiva de la central generadora, instalación y envío de información de unidades de medición fasorial, instalación y envío de información de equipos de medición de distorsión armónica y flicker;
2. Numeral A2.1.1.1 del Anexo 2.1, referente a medición de velocidad del viento a altura del buje de generadores eólicos; así como medición de irradiancia solar para generadores solares fotovoltaicos;
3. Numeral A2.1.1.3 del Anexo 2.1, referente a reporte de alarmas de desconexión por emergencia de inversores de corriente directa a corriente alterna utilizados en centrales solares fotovoltaicas, así como de las desconexiones por emergencia de los aerogeneradores de una central eólica;
4. Literales h) e i) del numeral A2.1.2.1, del Anexo 2.1, referentes a mediciones de variables indicadas para inversores de corriente directa a corriente alterna utilizados en las centrales solares fotovoltaicas, así como la instalación y envío de información de estaciones de medición meteorológicas para centrales eólicas y solares fotovoltaicas; y
5. Numeral A2.1.2.2 del Anexo 2.1, referente a señales de interruptores de inversores de corriente directa a corriente alterna utilizados en las centrales solares fotovoltaicas, así como de los aerogeneradores que forman parte de una central eólica.

Artículo 10. PUBLICACIÓN Y VIGENCIA. La presente modificación de norma cobra vigencia a partir de su aprobación y deberá publicarse en el diario oficial.

Artículo 11. 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 XI. NORMA DE COORDINACIÓN OPERATIVA NO. 3

RESOLUCIÓN NÚMERO 3139-12

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, para el debido cumplimiento de las funciones asignadas dentro del marco regulatorio al Administrador del Mercado Mayorista, 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.

CONSIDERANDO:

Que, es necesario ampliar los conceptos y procedimientos establecidos en la normativa para permitir la coordinación comercial y operativa de las tecnologías de generación solar fotovoltaica y eólica, sistemas de almacenamiento en operación híbrida con estas centrales para la gestión de su energía, así como sistemas de almacenamiento para participar en la Regulación Primaria de Frecuencia.

POR TANTO:

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

RESUELVE:

EMITIR:

La siguiente:

MODIFICACIÓN A LA NORMA DE COORDINACIÓN OPERATIVA NO. 3

COORDINACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Artículo 1. Se modifica el numeral 3.2.1, el cual queda así:

3.2.1 Tanto los Participantes Consumidores como los Participantes Productores deberán contribuir a los servicios complementarios en lo que les corresponde, de acuerdo con lo establecido en la presente norma. Para los servicios complementarios que así se requiera, deberá contarse con la previa habilitación otorgada por el AMM.

Artículo 2. Se agregan las literales (c) y (d) al numeral 3.3.1.1, con el siguiente texto:

- (c) Sistemas de almacenamiento para la Regulación Primaria de Frecuencia.
- (d) Los generadores con GHA adicionalmente podrán utilizar el almacenamiento para prestar el servicio de Reserva Rodante Operativa.

Artículo 3. Se modifica la literal (a) del numeral 3.3.1.2, el cual queda así:

- (a) Sistemas de almacenamiento que forman parte de un Generador para participar en la Regulación Primaria de Frecuencia: estar habilitados para participar en la Regulación Primaria de Frecuencia;

Artículo 4. Se modifica el numeral 3.4.2.1, el cual queda así:

3.4.2.1 Todas las unidades generadoras deberán operar con capacidad de reserva suficiente como para asegurar un equilibrio permanente entre generación y demanda. A tal efecto, sus reguladores de velocidad o sistemas de control de potencia-frecuencia deberán permanecer desbloqueados, salvo previa autorización del AMM.

Artículo 5. Se modifican las literales (a) y (c) del numeral 3.5.2.1, las cuales quedan así:

- (a) instalación de un regulador automático de tensión en cada unidad generadora que permita mantener un valor determinado de tensión en su punto de conexión actuando sobre el sistema de excitación o controles de potencia reactiva - voltaje, de aquella y eventualmente sobre el conmutador de tomas del transformador elevador;
- (c) en condiciones de emergencia, entregar o absorber potencia reactiva según lo requiera el AMM, hasta el cien por ciento (100 %) de la capacidad reactiva de sus unidades generadoras, la capacidad de los inversores con los que cuenten los generadores solares fotovoltaicos, eólicos y sistemas de almacenamiento, así como con la compensación de potencia reactiva adicional con que cuenten o el máximo que debido a las características del sistema sea posible.

Artículo 6. Se agrega el ANEXO 3.3, con el siguiente texto:

ANEXO 3.3

REQUISITOS Y CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS PARA LA PARAMETRIZACIÓN DE EQUIPOS DE CONTROL (CÓDIGO DE RED)

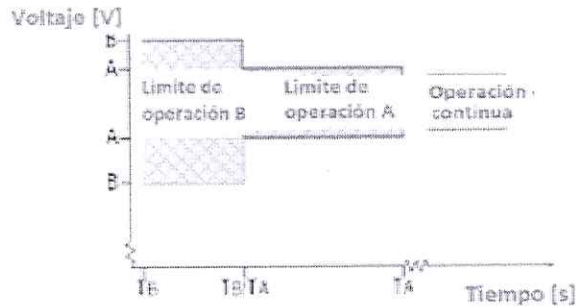
A.3.3.1 OBJETIVO Y ALCANCE

El presente Anexo tiene como objetivo definir los requisitos y las características operativas que deben utilizarse para la parametrización de equipos de control para las centrales generadoras que utilicen convertidores, inversores de corriente directa a corriente alterna o sistemas basados en electrónica de potencia para la inyección de energía y potencia al S.N.I, y para realizar acciones de control sobre la central, así como para ser considerados en los estudios de acceso a la capacidad de transporte.

A.3.3.2 Requerimientos

A.3.3.2.1 Rango de voltaje de operación de la central generadora

La central generadora deberá operar dentro de los siguientes límites de voltaje:

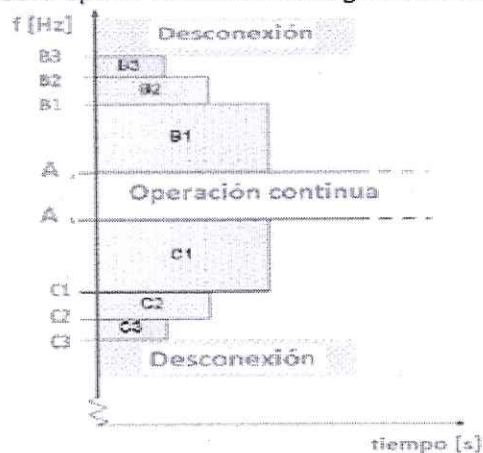


Donde:

- I. Operación continua: operación en el rango de 0.95 por unidad, a 1.05 por unidad, sobre el voltaje nominal.
- II. Tiempo de operación en A: 0.90 por unidad a 1.10 por unidad, sobre el voltaje nominal, por un tiempo de 900 segundos.
- III. Operación limitada en B: corresponde a caídas de tensión, o huecos de tensión, que se indica en el numeral A.3.3.3.7 del presente anexo.

A.3.3.2.2 Rango de frecuencia de operación de la central generadora

La central generadora deberá operar dentro de los siguientes límites de frecuencia:



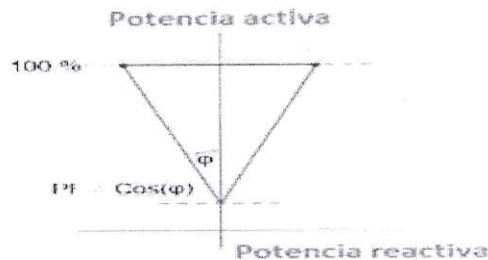
Donde:

- I. Operación continua: frecuencia de 57.5 Hz a 61.5 Hz.
- II. Tiempo de operación limitada en sobre frecuencia:
 - a. Punto B1 de la curva: 61.5 Hz por 2.5 segundos.
 - b. Punto B2 de la curva: 62.0 Hz en cero segundos.
- III. Tiempo de operación limitada en baja frecuencia:
 - a. Punto C1 de la curva: 57.5 Hz por 3.0 segundos.
 - b. Punto C2 de la curva: 57.0 Hz en cero segundos.

A.3.3.2.3 Control de potencia reactiva durante la operación normal de la central generadora

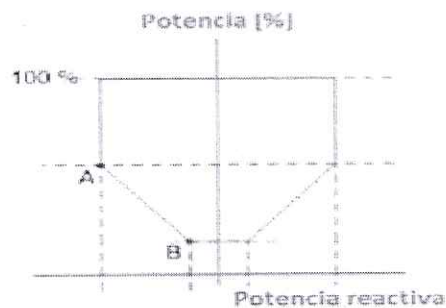
La central generadora deberá aportar potencia reactiva de acuerdo con lo siguiente:

- I. Factor de potencia requerido en el punto de conexión al SNI: 100%, donde $P_{find} = 0.95$, $P_{fcap} = 0.95$.



- II. Potencia reactiva en relación a la potencia activa:

- a. $P = S * \cos \varphi, Q = S * \sin \varphi$, donde $\cos \varphi = 0.95$
- b. A: $P = 100\%, Q_{ind} = \sqrt{(S^2 - P^2)}, Q_{cap} = \sqrt{(S^2 - P^2)}$
- c. B: $P = \text{equivalente a 1 generador}, Q_{ind} = \sqrt{(S^2 - P^2)}, Q_{cap} = \sqrt{(S^2 - P^2)}$



- III. La central generadora debe operar en modo de control de voltaje, controlando el voltaje de manera automática mediante un valor de referencia (V_{ref}) en el controlador del generador solar fotovoltaico o eólico.
- IV. Si la central generadora no cuenta con los recursos necesarios para alcanzar el factor de potencia de 0.95 en el punto de conexión al SNI, deberá instalar sistemas de compensación reactiva adicionales, tales como capacitores o reactores, según sea el caso.

A.3.3.2.4 Control de potencia activa de la central generadora

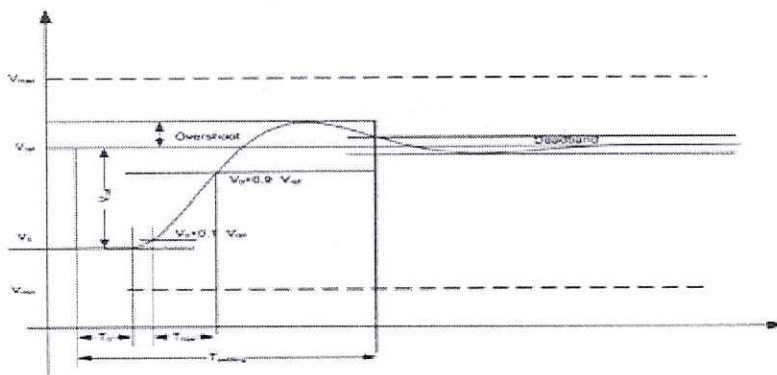
La central generadora deberá tener la capacidad de ajustar la potencia de salida de acuerdo con la coordinación de la operación del AMM, además deberá de responder a variaciones de frecuencia de acuerdo con lo siguiente:

- I. Control de potencia activa en función de los requerimientos de frecuencia del sistema eléctrico del SNI.
- II. Banda muerta deberá ser inferior al 0,1 % (0,06 Hz).
- III. Estatismo o respuesta en frecuencia deberá ajustarse a niveles establecidos por el AMM, comprendidos entre 2 y 6 %.
- IV. Reserva Rodante Regulante para participar en la Regulación Primaria de Frecuencia de 3% de la potencia generada en la hora.

A.3.3.2.4.1 Una vez se hayan parametrizado estos requerimientos en el controlador de la central generadora, se deberán realizar pruebas para verificar el funcionamiento ante variaciones 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

A.3.3.2.5 Control de voltaje de la central generadora

La central generadora deberá tener un desempeño dinámico del control de voltaje conforme a la siguiente figura:



Donde:

- I. Tiempo inicial (T_0) = 0.015 segundos.
- II. Tiempo de subida (T_{rise}) = < 1.000 segundos.
- III. Tiempo de establecimiento ($T_{setting}$) = 1.790 segundos.
- IV. Sobretiro (Overshoot) < 15.0%
- V. Banda muerta (Deadband) < 5.0 %

A.3.3.2.6 Control de flicker de la central generadora

La central generadora deberá responder a los siguientes requerimientos:

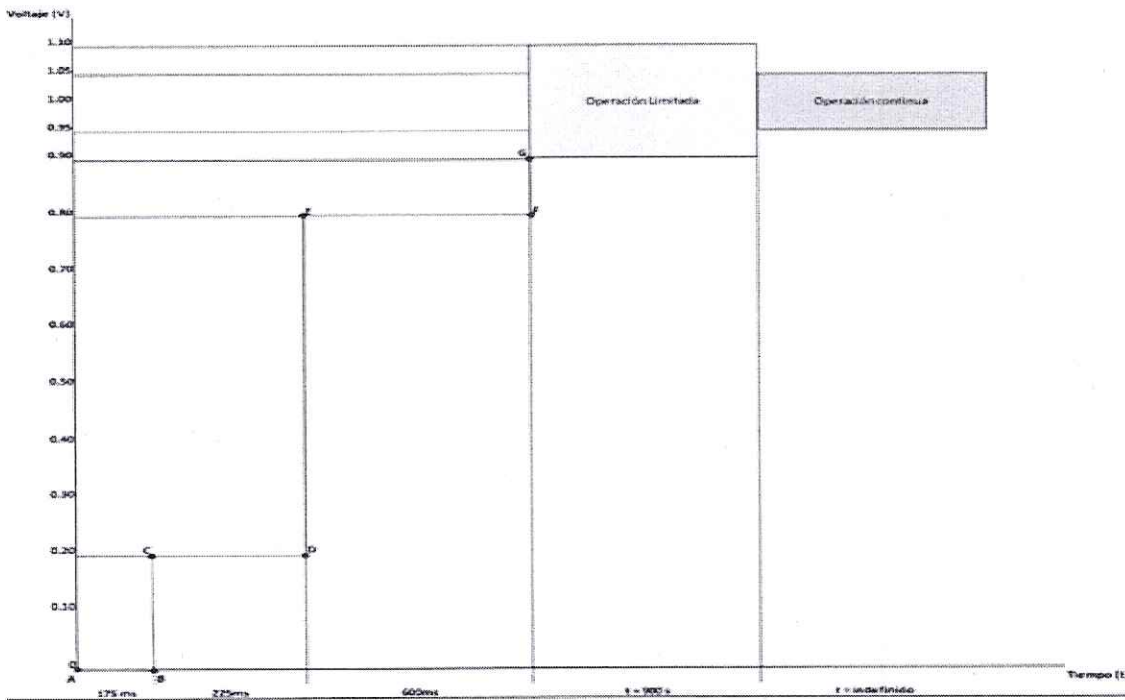
- I. Estándares aplicables: NTSD, IEC 1000-3-7, IEC 61400-21
- II. Emisión de Flicker a corto plazo Pst: ≤ 1.0
- III. Emisión de Flicker a largo plazo Plt: ≤ 0.8

Las características de esta medición deberán responder a lo establecido en las normas técnicas NTCSTS y NTSD.

A.3.3.2.7 Soporte ante caídas de tensión, o huecos de tensión (Fault Ride Through – FRT) de la central generadora

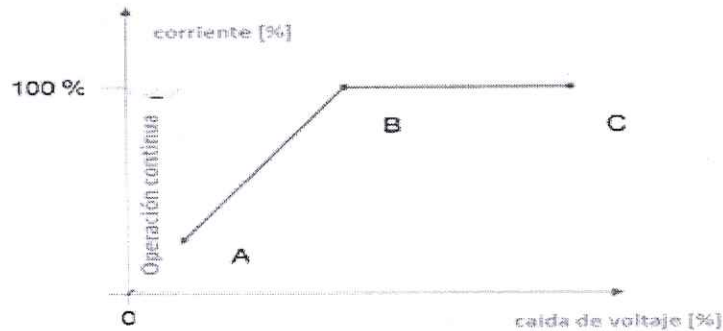
La central generadora deberá permanecer conectada al sistema ante caídas de tensión, para lo cual se deberán parametrizar los equipos a los requerimientos descritos en la curva que se muestra a continuación:

- I. Punto A de la curva: tiempo 0.000 segundos, voltaje: 0.00 por unidad.
- II. Punto B de la curva: tiempo 0.175 segundos, voltaje: 0.00 por unidad.
- III. Punto C de la curva: tiempo 0.175 segundos, voltaje: 0.20 por unidad.
- IV. Punto D de la curva: tiempo 0.400 segundos, voltaje: 0.20 por unidad.
- V. Punto E de la curva: tiempo 0.400 segundos, voltaje: 0.80 por unidad.
- VI. Punto F de la curva: tiempo 1.000 segundos, voltaje: 0.80 por unidad.
- VII. La operación de la central ante caídas de tensión debe ser capaz de responder a los requerimientos de la curva descrita, ante fallas trifásica, fallas de fase a fase (bifásica) y fallas de fase a tierra (monofásica).



A.3.3.2.8 Requerimientos de contribución de corriente reactiva de la central generadora

La central generadora deberá aportar corriente reactiva de forma dinámica de acuerdo con la caída de voltaje de acuerdo con lo siguiente:



Donde:

- I. Punto A de la curva: caída de voltaje del 10%, con un aporte del 10% de corriente reactiva.
- II. Punto B de la curva: caída de voltaje del 60%, con un aporte del 100% de corriente reactiva.
- III. Punto C de la curva: caída de voltaje del 80%, con un aporte del 100% de corriente reactiva.

A.3.3.2.9 Otros requerimientos

El AMM podrá requerir actualizaciones en la parametrización de equipos, de acuerdo con las condiciones de operación del S.N.I, las cuales deberán ser implementadas en el plazo que el AMM estipule.

Artículo 7. PUBLICACIÓN Y VIGENCIA. La presente modificación de norma cobra vigencia a partir de su aprobación y deberá publicarse en el diario oficial.

Artículo 8. 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 XII. NORMA DE COORDINACIÓN OPERATIVA NO. 4

RESOLUCIÓN NÚMERO 3139-13

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, para el debido cumplimiento de las funciones asignadas dentro del marco regulatorio al Administrador del Mercado Mayorista, 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.

CONSIDERANDO:

Que, es necesario ampliar los conceptos y procedimientos establecidos en la normativa para permitir la coordinación comercial y operativa de las tecnologías de generación solar fotovoltaica y eólica, sistemas de almacenamiento en operación híbrida con estas centrales para la gestión de su energía, así como sistemas de almacenamiento para participar en la Regulación Primaria de Frecuencia.

POR TANTO:

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

RESUELVE:

EMITIR:

La siguiente:

MODIFICACIÓN A LA NORMA DE COORDINACIÓN OPERATIVA No. 4

DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS DE CALIDAD Y NIVELES MÍNIMOS DE SERVICIO

Artículo 1. Se modifica las literal (a) y (b), del numeral 4.4.1.4, los cuales quedan así:

- (a) Regulación Primaria de Frecuencia: mediante el gobernador o sistemas de control de potencia-frecuencia de las unidades generadoras;
- (b) Regulación Secundaria de Frecuencia: mediante unidades generadoras con control automático de generación o control local de frecuencia;

Artículo 2. Se modifica el numeral 4.4.2, el cual queda así:

4.4.2 Regulación Primaria de Frecuencia

Todas las unidades generadoras deberán operar con sus gobernadores o sistemas de control potencia-frecuencia desbloqueados, salvo autorización previa y en contrario del AMM. Su estatismo o su equivalente en generadores no síncronos deberán ajustarse a niveles establecidos por el AMM, comprendidos entre 2 y 6 %. La banda muerta deberá ser inferior al 0,1 % (0,06 Hz):

Artículo 3. Se agrega la literal (h) al numeral 4.5.1.4, con el siguiente texto:

- (h) Inversores de corriente directa a corriente alterna que sean utilizados por generadores solares fotovoltaicos, eólicos y generadores con GHA.

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 14 horas con 57 minutos del día 15 de mayo de 2024, en **24 avenida 15-40 zona 10, 4to nivel, ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-128-2024** de fecha **14 de mayo 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 Sofia Sazo, quien de enterado

SI () - NO (X) firma. DOY FE.

f. 
15 MAY 2024
Sofia Sazo
Notificado

f. 
Notificador


Pedro Loaiza
Mensajero Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-4651

Exp. GTM-23-141

WV

AMM RECIBIDO 15MAY'24 14:56