

RESOLUCION No. 216-01

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

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

CONSIDERANDO:

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

CONSIDERANDO:

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

POR TANTO:

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

EMITE

La siguiente:

NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No. 2

(Modificado por el Artículo 1 de la resolución 659-01 del Administrador del Mercado Mayorista) OFERTA Y DEMANDA FIRME

Artículo 1. Oferta Firme de los Generadores

2.1 (Modificado por el Artículo 2 de la resolución 659-01 del Administrador del Mercado Mayorista) OFERTA FIRME

Se denomina Oferta Firme (OF) de cada unidad generadora de los Participantes Productores a la máxima potencia neta – descontados sus consumos internos - capaz de producir, en función de sus características técnicas, su Potencia Máxima y disponibilidad, teniendo en cuenta las restricciones propias de la central o de su sistema de transmisión asociado. La suma de la Oferta Firme de todas las unidades generadoras de un Participante Productor se denomina Oferta Firme Total (OFT).

2.1.1 Oferta Firme de unidades térmicas

Una unidad térmica tendrá Oferta Firme, si garantiza ante el Administrador del Mercado Mayorista, a través de un informe extendido por una empresa certificadora de procesos, que

tiene las instalaciones necesarias y la disponibilidad de suministro de combustible para poder generar de forma continua durante todo el Año Estacional. La Oferta Firme de una unidad térmica "i" se calculará como:

$$OF_i = PP_i * coefdisp_i$$

Donde:

PP_i: 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.

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

2.1.2 Oferta Firme de unidades térmicas a base de combustibles renovables

Una unidad térmica a base de combustibles renovables, es decir, aquellos que no son de origen fósil, tendrá Oferta Firme si garantiza ante el Administrador del Mercado Mayorista, a través de un informe extendido por una empresa certificadora de procesos, que tiene las instalaciones necesarias y la disponibilidad de suministro de combustible renovable para poder generar de forma continua durante todo el año. La Oferta Firme de una unidad térmica "i" a base de combustibles renovables se calculará como:

$$OF_i = PPR_i * coefdisp_i$$

Donde:

PPR_i: potencia 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, garantizada durante todo el Año Estacional con base en la mínima disponibilidad de combustible renovable. La disponibilidad de combustible deberá ser declarada por el Agente junto con la información y metodología de cálculo requerida para la Programación de Largo Plazo, en la forma y plazos establecidos en la Norma de Coordinación Comercial Número 1. El AMM verificará la consistencia de la declaración comparándola con los registros históricos del Año Estacional inmediato anterior y elaborará un Procedimiento Técnico específico para cada combustible, en función de las características del mismo.

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

2.1.3 Oferta Firme de centrales geotérmicas

La Oferta Firme de las centrales geotérmicas será igual a:

$$OF_i = \min (PP_i * coefdisp_i, EF_i / NHRM)$$

Donde:

EF_i: es la energía que es previsible producir por la central en la etapa de máximo requerimiento térmico. El generador deberá suministrar y fundamentar esta energía que es previsible con una probabilidad de excedencia del 95%.

NHRM: es el número de las horas de la etapa de máximo requerimiento térmico. La duración de la etapa será la misma que sirva de base para determinar la Programación

de Largo Plazo, según lo dispuesto en la Norma de Coordinación Comercial Número 1.

2.1.4 (Modificado por el artículo 1 de la Resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista) 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:

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

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.

2.1.5 Oferta Firme de centrales hidráulicas

Para determinar la Oferta Firme de las centrales hidráulicas se establecen las hipótesis de evolución de las variables que reflejan el estado del MM para el año para el cual se realiza el cálculo de la Oferta Firme de los generadores, teniendo en cuenta que este proceso se realizará acorde con las etapas utilizadas en la Programación de Largo Plazo. Este análisis implica la consideración de las modificaciones en la oferta de energía (parque de generación, interconexiones internacionales), en la demanda de energía y en la topología del sistema de transmisión.

La demanda proyectada de cada etapa se representa con una curva monótona de cargas de al menos 5 bloques, que represente correctamente la forma real de la curva de carga del sistema. El primer bloque debe tener una duración de una hora y representar la demanda máxima de potencia proyectada en esa etapa.

Se simula el comportamiento del MM para el Año Estacional correspondiente mediante el modelo de Programación de Largo Plazo, utilizando las normas de operación y despacho vigentes y con la información contenida en la base de datos del sistema, considerando el coeficiente de disponibilidad descrito en el anexo 2.1. El modelo a utilizar así como cualquier modificación en el mismo o la metodología utilizada, deberá contar con la aprobación de la Comisión a propuesta del AMM. Su descripción y base de datos estará a disposición de todos los interesados.

La simulación del comportamiento del MM para el año analizado se realiza suponiendo sucesivamente la ocurrencia de un año de registros hidrológicos similar a cada uno de los años históricos con valores de caudales registrados o estimados por métodos confiables (serie de caudales medios de la etapa de afluentes simultáneos a los principales aprovechamientos hidroeléctricos existentes o previstos). Para los aprovechamientos hidroeléctricos sin series de caudales disponibles, se pueden reemplazar las series de caudales medios por caudales estimados con base a técnicas hidrológicas. Las series hidrológicas disponibles podrán ser extendidas en forma sintética, utilizando la información disponible y un programa de computadora que cuente con la aprobación del AMM.

La elección del primer año a utilizar en la simulación debe ser efectuada por el AMM de tal forma de representar la tendencia hidrológica del último registro.

Como resultado de la simulación del MM se obtendrán las series de energía correspondientes a la etapa analizada que produciría cada central hidroeléctrica en cada uno de los años hidrológicos considerados.

Se identifican de estas series:

- a) **(Modificado por el artículo 2 de la Resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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.
- b) Para la etapa de mayor requerimiento térmico medio, se ordenan dichos valores, y se identifican las producciones de cada central hidroeléctrica correspondientes a una probabilidad de excedencia igual al 95%. A la energía así determinada para cada central, se le denomina Energía Firme (EFi).
- c) Para cada central hidroeléctrica con capacidad de regulación anual, mensual, semanal o diaria, de acuerdo a la clasificación establecida en la Norma de Coordinación Comercial No. 1, se calcula la potencia en la hora de máximo requerimiento (PHMRi) como el menor valor entre la Potencia Máxima y la que resulta de dividir la Energía Firme (EFi) dentro del número de horas del periodo de máxima demanda correspondiente a la etapa identificada.

$$PHMR_i = MIN(PP_i, EF_i / NHMD)$$

Donde:

PPi: Potencia Máxima que la central 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.

NHMD: número de horas del periodo de máxima demanda correspondiente a la etapa identificada, de acuerdo a lo establecido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

- d) Para cada central hidroeléctrica con capacidad de regulación anual, mensual, semanal o diaria, de acuerdo a la clasificación establecida en la Norma de Coordinación Comercial No. 1, se define la Oferta Firme (OFi) de cada central hidroeléctrica i como:

$$OF_i = \text{MIN} (PP_i * \text{coefdispi}, PHMR_i)$$

- e) Para las centrales hidráulicas de filo de agua, definidas en la Norma de Coordinación Comercial No. 1, la Oferta Firme debe ser igual a:

$$OF_i = \text{min} (PP_i * \text{coefdispi}, EF_i / NHRM)$$

Siendo NHRM el número de las horas de la etapa de máximo requerimiento térmico y EF_i de acuerdo a lo obtenido en el inciso b) anterior.

2.1.6 (Adicionado por el artículo 3 de la Resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista) 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:

$$OF_i = \text{min} (PP_i * \text{coefdispi}, EF1hp / NDHMD)$$

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 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.

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.

2.1.7 (Adicionado por el artículo 4 de la Resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

$$\text{OFi} = \min (\text{PPI}, (\text{OFAIm} + \text{OFGEN}))$$

Donde:

OFAIm: Oferta Firme aportada por la componente de Almacenamiento.

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

PPi: 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:

$$\text{OFAIm} = \min (\text{PMAIm} * \text{coefdisp}, \text{EF2} / \text{NDHMD}, \text{CAPAIm} / \text{NDHMD})$$

Donde:

CAPAIm: 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.

2.1.8 (Adicionado por el artículo 5 de la Resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

2.2 (Modificado por el Artículo 1 de la resolución 1316-01 del Administrador del Mercado Mayorista) OFERTA FIRME EFICIENTE

Es la cantidad máxima de potencia de una unidad, central generadora o Transacción Internacional que puede comprometerse en contratos para cubrir la Demanda Firme. El procedimiento de cálculo de la Oferta Firme Eficiente se realiza anualmente con el procedimiento descrito en el numeral 2.2.1 y 2.2.2 de esta norma.

2.2.1 (Modificado por el Artículo 2 de la Resolución 1316-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Determinación de la Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme.

La Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme se realiza anualmente junto con la elaboración de la Programación de Largo Plazo (PLP), aplicando el siguiente

procedimiento; y utilizando la Base de Datos para la PLP en su versión Provisoria establecida en la NCC-1:

- a) **(Modificado por el Artículo 1 de la Resolución 2686-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Con el mismo modelo de optimización y la base de datos que se utiliza para la PLP en su versión Provisoria, se preparan escenarios, en etapas semanales, para el Año Estacional en que se realiza la PLP y para el siguiente Año Estacional, con el propósito de llevar a cabo la simulación del despacho económico que se describe en el inciso siguiente. La proyección de potencia y energía a generar para cubrir la demanda de cada año se realiza con el mismo modelo econométrico utilizado para la PLP; para el escenario del segundo año se adoptará el mismo crecimiento que el primer año. Para ambos años se considera la demanda de exportación al Mercado Eléctrico Regional, para lo cual se determinará el año calendario con mayores transacciones totales al Mercado Eléctrico Regional de los últimos tres años calendario, siendo la demanda considerada en la Programación Semanal del año seleccionado la que se utilizará para la simulación del despacho económico. No se considerarán: unidades y centrales generadoras sin Oferta Firme, condiciones de compra mínima de energía obligada, generación forzada para prestación de servicios complementarios, ni se modelarán fallas de instalaciones de generación y transmisión.

Para las unidades o centrales de generación se consideran los valores de Potencia Máxima que resultan de la última prueba de Potencia Máxima realizada previo a la presentación de la información de la PLP, así como los programas de mantenimiento mayores informados al AMM por cada Participante Productor, los cuales se utilizarán para los dos años de estudio. Se toman en cuenta los Contratos Firmes de Importación del Mercado Eléctrico Regional, que comprendan la duración completa del Año Estacional objeto de evaluación y los Contratos Firmes de Importación y Exportación con países no miembros del MER que estén vigentes para las fechas en que se efectuará la simulación de los despachos de carga indicados en el inciso siguiente. El costo variable a utilizar para unidades o centrales de generación térmica se calculará con la metodología declarada para la PLP y una proyección de los precios de combustibles, que se basará en la publicación "Short-Term Energy Outlook" de la entidad "U.S. Energy Information Administration" –EIA–, utilizándose el dato de la publicación más reciente. De no contarse con la información indicada, el AMM utilizará índices de referencia que cuenten con una base estadística semejante, publicados internacionalmente. El precio mensual del combustible a utilizar para la proyección de los costos variables de generación será el resultado del producto del promedio de las declaraciones correspondientes a los últimos doce meses antes de la presentación de la información para la PLP por la relación entre el precio internacional proyectado de cada mes y el precio internacional proyectado al último mes antes de la presentación de la información para la PLP; para las unidades o centrales generadoras que no cuenten con doce meses de declaraciones de precios de combustibles, se utilizarán los precios declarados disponibles y con la metodología de costo variable declarado y la referencia de precio internacional de combustible aplicable, se estimarán los precios de los meses faltantes. Para unidades o centrales generadoras que utilizan recursos renovables no hidráulicos, el costo variable se calculará con la metodología declarada para la PLP y el promedio de las declaraciones correspondientes a los últimos doce meses antes de la presentación de la información para la PLP del recurso renovable no hidráulico. Para las Transacciones Internacionales de Importación cuya metodología de costos variables dependa de parámetros inherentes al mercado de donde proviene la importación, la proyección de costos variables se hará a partir de la proyección reciente, con fecha de publicación no mayor a tres meses previo a la presentación de la información para la PLP, de la fuente de información que se utilice para la validación de los parámetros incluidos en la metodología de costos variables

de generación, si esta proyección tiene una fecha de publicación mayor a tres meses, el AMM utilizará los datos históricos de los últimos doce meses; para las Transacciones Internacionales de Importación cuya metodología de costos variables dependa de costos de combustibles, se utilizará el procedimiento aquí indicado.

- b) **(Modificado por el Artículo 2 de la Resolución 2686-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Primer paso: Se procede a realizar una simulación del despacho económico para 50 escenarios hidrológicos, los cuales pueden ser extendidos en forma sintética, considerando las unidades o centrales generadoras e instalaciones de transmisión en operación comercial al vencimiento del plazo para la presentación de la información para la PLP. Segundo paso: se procede a realizar una segunda simulación del despacho económico para 50 escenarios hidrológicos, los cuales pueden ser extendidos en forma sintética, sustituyendo la demanda de exportación al Mercado Eléctrico Regional considerada en la Programación Semanal por las transacciones internacionales programadas en el Programa de Despacho Diario para el MER, para cada una de las semanas del año seleccionado; esta simulación se realizará sin considerar, semana a semana, las unidades generadoras cuyo tiempo de arranque sea mayor a una hora que no hayan sido despachadas en la primera simulación. Con los resultados de las simulaciones de estos pasos, se determina cuáles unidades, centrales generadoras o Transacciones Internacionales de importación, son utilizadas para abastecer la demanda.
- c) Se procede a sumar los valores de las Ofertas Firmes de las unidades, centrales generadoras o Transacciones Internacionales de importación utilizadas en cada año para abastecer la demanda. De los dos totales obtenidos, se escoge el mayor valor y las unidades, centrales generadoras o Transacciones Internacionales de importación requeridas en ese año, serán las que tendrán Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de Demanda Firme. Para cada unidad, central generadora o Transacción Internacional de importación, su Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de Demanda Firme será igual al valor de su Oferta Firme, la que tendrá vigencia para el siguiente Año Estacional.

2.2.2 (Modificado por el Artículo 3 de la Resolución 2686-01 del Administrador del Mercado Mayorista)

Si además de las unidades o centrales generadoras identificadas en la simulación del despacho económico a que se refiere el numeral 2.2.1 de esta norma, si en los últimos doce meses antes de la presentación de la información para la PLP existen unidades o centrales generadoras que hayan sido asignadas a generar en la Operación en Tiempo Real del S.N.I. por restricciones operativas o para control de potencia reactiva y tensión u operación en isla, se evaluará si dicha condición persiste para el siguiente Año Estacional y, sobre esa base, se establecerá si tendrán Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de Demanda Firme, en cuyo caso, el valor de Oferta Firme Eficiente será igual a su Oferta Firme. Para este efecto, solamente se considerarán instalaciones de transporte que se encuentren en operación comercial previo a la presentación de la información de la PLP.

La Oferta Firme Eficiente determinada conforme los incisos 2.2.1 y 2.2.2 anteriores, es la que podrá comprometerse en contratos para cubrir Demanda Firme.

Para el cálculo de la Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme, se tomará en cuenta únicamente aquellas unidades o centrales generadoras que se encuentren permanentemente conectadas al SNI y que hayan cumplido con todos los requisitos para operar en el Mercado Mayorista.

2.2.3 (Modificado por el Artículo 2 de la Resolución 1667-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de transacciones internacionales de exportación de corto plazo o Servicios Complementarios.

Aquellas unidades o centrales generadoras o Transacciones Internacionales de importación que no hayan sido asignadas con Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme con base en los numerales 2.2.1 y 2.2.2 anteriores, se les reconocerá una Oferta Firme Eficiente igual a su Oferta Firme que podrá ser utilizada para cubrir transacciones internacionales de exportación de Contratos Firmes del Mercado Eléctrico Regional con una duración menor a un Año Estacional, o transacciones internacionales de exportación de oportunidad y de Contratos No Firmes. Las Transacciones Internacionales de Importación solamente podrán ser utilizadas para el cubrimiento de transacciones internacionales de Exportación hacia un país distinto del país de origen de donde viene la importación. Para el caso de las unidades generadoras, también se les reconocerá Oferta Firme Eficiente para la prestación de servicios complementarios. La Oferta Firme Eficiente a que se refiere este numeral no podrá ser utilizada para cubrir Demanda Firme a través de contratos.

2.2.4 Oferta Firme de la Importación.

Para que una Importación sea considerada en el cálculo de la Oferta Firme Eficiente, deberá cumplir con los requisitos del Mercado Mayorista de Guatemala y de un contrato firme regional de acuerdo al marco regulatorio del Mercado Eléctrico Regional (MER) o con los criterios o requisitos que se establezcan en acuerdos con otros países con los cuales exista Interconexiones. Estos criterios o requisitos, deberán contemplar como mínimo que el contrato de importación firme solo es interrumpible por restricciones técnicas o criterios de calidad y niveles mínimos de servicio, y establecer que la demanda de la parte compradora tiene prioridad de abastecimiento, por lo tanto el suministro no se puede interrumpir por motivos de despacho económico o faltantes de generación en el país de origen. El contrato firme de importación deberá tener adquiridos los derechos de transmisión necesarios para garantizar la entrega de la potencia comprometida a la parte compradora; asimismo, deberá tener como mínimo el plazo equivalente a un año estacional y ser informado cumpliendo con los requisitos para la Programación de Largo Plazo.

2.2.5 (Modificado por el Artículo 5 de la resolución 1316-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Oferta Firme Eficiente y Contratos.

La Oferta Firme Eficiente determinada con base en los numerales 2.2.1 y 2.2.2 de esta norma, es la máxima potencia que puede comprometer un generador en contratos para cubrimiento de la Demanda Firme.

En el caso de los generadores que resulten con Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de la Demanda Firme inferior a sus Potencias Firmes, éstos deberán adquirir el faltante por medio de contratos con generadores que dispongan excedentes de Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de Demanda Firme. En el período durante el cual está en trámite dicha contratación, que no deberá superar seis meses, y por autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, deberá comprar las diferencias en transacciones de desvíos de potencia.

La Oferta Firme Eficiente Total para cubrimiento de Demanda Firme (OFETDFj) de un Participante Productor "j" se calcula como la suma de la Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de la Demanda Firme de sus unidades o centrales generadoras "i" no comprometidas en contratos de reserva, más la Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de la Demanda Firme de las unidades o centrales generadoras que compra por contratos de reserva (OFECDFij)

$$OFETDF_j = \sum_i OFEDF_{ij} + OFECD F_{ij}$$

Donde:

OFEDF_{ij} es la Oferta Firme Eficiente de la unidad “i” del Participante Productor “j” para cubrimiento de Demanda Firme, no comprometida en contratos de reserva, determinada con base en los numerales 2.2.1 y 2.2.2.

OFECD_{ij} es la Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de Demanda Firme comprada por contratos de reserva con otros generadores con Oferta Firme Eficiente determinada con base en los numerales 2.2.1 y 2.2.2.

Aquellos Participantes Productores que no hubiesen firmado contratos con Participantes Consumidores por la totalidad de su Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme, podrán vender la parte no comprometida en contratos a otros generadores.

2.2.6 (Modificado y cambiada la numeración por el Artículo 6 de la resolución 1316-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Incorporación de nueva generación.

En el caso que una unidad o central generadora o importación que califique como Oferta Firme, inicie su operación comercial en una fecha posterior a la que se realiza el cálculo de la Oferta Firme Eficiente, se llevará a cabo un nuevo cálculo y se determinará su Oferta Firme Eficiente de conformidad con lo establecido en los numerales 2.2.1, 2.2.2 y 2.2.3. De la misma manera se procederá con generación que cambia de tecnología o combustible en una fecha posterior a la que se realiza el cálculo de la Oferta Firme Eficiente. La Oferta Firme Eficiente de una unidad o central generadora o importación firme que se incorpore 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.

Se entiende que una unidad o central generadora ha entrado en operación comercial cuando ha realizado todas las pruebas necesarias de funcionamiento que la habilitan a operar de manera permanente conectada al Sistema Nacional Interconectado.

2.3 Prueba de la Potencia Máxima de Centrales y Unidades Generadoras

2.3.1 Objetivo:

El objetivo de la prueba es la determinación de la Potencia Máxima de las Unidades y/o Centrales Generadoras a utilizar en la Coordinación de la Operación y Administración de las Transacciones Comerciales en el Mercado Mayorista. Los resultados de la Prueba de Potencia Máxima serán considerados en la Programación como la Potencia que pueden entregar a la red las unidades o centrales generadoras de manera continua, dentro de su ciclo de operación normal y en la determinación de la Oferta Firme de las unidades o centrales generadoras.

2.3.2 Criterios generales para la realización de la Prueba de Potencia Máxima

2.3.2.1 Programación de la Prueba de Potencia Máxima

El Administrador del Mercado Mayorista deberá realizar la programación de las Pruebas de Potencia Máxima dentro de la Programación de Largo Plazo, buscando:

- a) minimizar el costo total de operación para que el efecto económico en el Despacho sea el menor posible.
- b) que sea posible que la unidad o central generadora tenga la máxima capacidad de suministrar a la red su potencia, considerando las restricciones de transmisión y manteniendo los niveles de calidad y seguridad del suministro.
- c) **(Adicionado por el artículo 6 de la Resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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) **(Adicionado por el artículo 6 de la Resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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.

2.3.2.2. Periodicidad de la Prueba de Potencia Máxima.

Las Unidades Generadoras y Centrales Generadoras, previo al inicio de su operación comercial en el Mercado Mayorista, deberán realizar las pruebas para la determinación de la Potencia Máxima de conformidad con la presente norma. Previo a la realización de la Prueba de Potencia Máxima de estas Unidades Generadoras y/o Centrales Generadoras, el propietario deberá presentar un informe que indique que se han realizado todos los procedimientos de prueba sin carga y que las Unidades Generadoras están en capacidad de operar con carga.

(Modificado por el artículo 7 de la Resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

Las unidades o centrales restantes serán seleccionadas mediante un sorteo, el cual consiste en elegir al azar entre unidades o centrales generadoras que tienen la misma posibilidad de ser electas, para ser incluidas en cualquiera de los años del periodo de tres años, de tal manera de programar aproximadamente la tercera parte del parque generador cada año.

El AMM enviará junto con la Programación Provisoria de Largo Plazo del Año Estacional la fecha de mayor probabilidad de la prueba para cada Participante, quien podrá proponer una nueva fecha para que el AMM la considere, de no lograrse un acuerdo entre el AMM y el

Participante, por motivos debidamente razonados por el AMM, prevalecerá el programa elaborado por el AMM.

Los Participantes Productores podrán solicitar al AMM realizar la prueba de Potencia Máxima a sus Unidades y Centrales en cualquier momento. El AMM programará la Prueba bajo los criterios establecidos en el numeral 2.3.2.1.

En el caso de centrales térmicas de ingenios cogeneradores, la Potencia Máxima dependerá del período en análisis: período de Zafra y de No Zafra. La Potencia Máxima será determinada en pruebas realizadas en cada una de esos períodos. La Potencia Máxima para el período de Zafra estará vigente en el momento que el Participante Productor indique que inicia el período de zafra en su ingenio cogenerador, y la Potencia Máxima para el período de No Zafra inicia en el momento que informe la finalización de la zafra.

Para las unidades y centrales generadoras que operen con dos o más tipos de combustible, la prueba deberá realizarse con el combustible con el que normalmente se operan.

(Modificado por el artículo 8 de la Resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

(Adicionado por el artículo 8 de la Resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

Desde el momento que cobre vigencia la presente modificación y ampliación de esta norma y hasta que se realicen las correspondientes Pruebas de Potencia Máxima, la Potencia Máxima de las Unidades y Centrales Generadoras será la Potencia Máxima declarada y aceptada en la Programación de Largo Plazo del Año Estacional.

2.3.3. Requerimientos de Medición para la Prueba de Potencia Máxima

Las Unidades y/o Centrales Generadoras deberán contar con el Sistema de Medición Comercial habilitado de acuerdo a la Norma de Coordinación Comercial No. 14 Sistema de Medición Comercial. En el caso de Cogeneradores, en el punto de conexión de la central generadora y/o unidades generadoras y su área de consumo, deberán contar con un sistema de medición que cumpla con los requisitos del Sistema de Medición Comercial de acuerdo a la Norma de Coordinación Comercial No. 14. En todos los casos se deberá registrar la medición de energía activa y reactiva integrada en períodos de quince minutos.

Las Pruebas de Potencia Máxima para las Unidades Generadoras que cuenten con sistema de Medición Comercial individual se realizarán para cada unidad Generadora.

Las Pruebas de Potencia Máxima para las Unidades Generadoras, de la misma tecnología y dimensión, instaladas en una misma Central Generadora y que cuenten con un único sistema de Medición Comercial para medir su entrega en el punto de interconexión con la red, se realizarán para la Central con todas las unidades generadoras.

2.3.4. Condiciones Operativas para la realización de la Prueba de Potencia Máxima

(Modificado por el artículo 9 de la Resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

Para la realización de la Prueba de Potencia Máxima deberá asegurarse que el sistema eléctrico de potencia está en capacidad de soportarla, tanto en flujos de potencia como en niveles de voltaje, mediante la realización previa de los estudios eléctricos correspondientes por parte del AMM. Si por condiciones de seguridad operativa no fuese posible realizar la prueba, el AMM deberá reprogramarla para una siguiente ocasión cuando las condiciones sean favorables dentro del plazo de tres meses, debiendo el AMM justificar el cambio en la programación. El valor del Factor de Potencia será revisado cada tres años al finalizar cada ciclo de pruebas, para adecuarlo a las condiciones operativas prevalecientes, pudiendo ser modificado por el AMM, en base al resultado de nuevas pruebas o de la realización de estudios eléctricos, con la aprobación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

(Adicionado por el artículo 10 de la Resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

2.3.5 Evaluación de resultados de las Pruebas y determinación de la Potencia Máxima.

El valor de la Potencia Máxima no puede ser mayor a 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.

Los resultados alcanzados en las Pruebas de Potencia Máxima se califican de acuerdo a los siguientes casos:

- a) **(Modificado por el artículo 11 de la Resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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:

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

$\Sigma_i ER_{Ci}$ = Suma de las lecturas para la energía activa, integrada y registrada en periodos 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) **(Modificado por el artículo 11 de la Resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista)** Cuando la Unidad o Central Generadora o sistema de almacenamiento de un generador con GHA se desconecta del Sistema antes de completar el período 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:

$$PP_i = \text{Mínimo } ((\Sigma_i ERA_i / TA), PIC)$$

Donde:

$\Sigma_i ERA_i$ = Suma de las lecturas para la energía activa, integrada y registrada en periodos de quince minutos, durante el tiempo alcanzado de duración de la prueba.

TA = tiempo alcanzado de duración de la prueba en horas.

- c) **(Modificado por el artículo 11 de la Resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista)** Cuando la Unidad o Central Generadora o sistema de almacenamiento de un generador con GHA se desconecta del Sistema antes de completar el período 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:

$$PP_i = \text{Mínimo } ((\Sigma_i ERA_i / TC), PIC)$$

- 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:

$$P_{Pi} = \text{Mínimo } \left(\left[\left(\sum_i ERA_i / TC \right) \times (TA/TC) \right], PIC \right)$$

2.3.6. (Modificado por el Artículo 4 de la resolución 659-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Duración de la Prueba de Potencia Máxima

(Modificado por el artículo 12 de la Resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

Los tiempos de duración de la Prueba se presentan en la siguiente tabla:

(Modificado por el Artículo 13 de la resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista)

Tipo de unidad generadora	Tiempo mínimo de duración para Prueba de Potencia Máxima –TC-
Motores Reciprocantes	24 horas
Turbo gas	24 horas
Turbo vapor	24 horas
Turbo vapor perteneciente a una central geotérmica	24 horas
Unidad o Central Generadora hidráulica con embalse de regulación anual, mensual o semanal	6 horas
Unidad o Central Generadora hidráulica con regulación diaria o filo de agua	4 horas siempre y cuando se tenga un caudal de entrada igual o mayor al caudal de diseño. En caso de no contar con el caudal indicado, no se realizará la prueba. Para determinar si el caudal de entrada es igual o mayor que el caudal de diseño, el Agente deberá presentar al AMM la metodología de cálculo para determinar el caudal de entrada; dicha metodología deberá contar con la aprobación del AMM para su aplicación.
Generador (eólico o solar fotovoltaico) incluido el generador solar fotovoltaico o eólico que forma parte de un generador con GHA	4 horas coincidentes con períodos del día con alta probabilidad de tener disponibilidad nominal del recurso primario (velocidad de viento, nivel de irradiación).

Tipo de unidad generadora	Tiempo mínimo de duración para Prueba de Potencia Máxima –TC-
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.

2.3.6.1 (Modificado por el Artículo 14 de la resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

2.3.7. Remuneración a Unidades Generadoras durante las Pruebas de Potencia Máxima.

La energía generada por una unidad que resulte convocada para una Prueba de Potencia Máxima de acuerdo al programa de pruebas realizado por el AMM o si es realizada a solicitud del Participante Productor, será asignada como una venta al Mercado de Oportunidad y remunerada al Precio de Oportunidad de la Energía. De resultar algunos sobrecostos por la realización de las Pruebas de Potencia Máxima, éstos serán asignados al Participante Productor, independientemente si la prueba es realizada de acuerdo al programa, establecido por el AMM o a solicitud del Participante Productor.

Los sobrecostos de generación por la realización de las pruebas de potencia máxima serán los sobrecostos de Generación Forzada debidos al tiempo que sea necesario forzar la unidad o central generadora para la realización de la prueba, incluyendo el tiempo de arranque, el tiempo de la prueba y el tiempo mínimo de operación.

2.4. Determinación de la Disponibilidad de las unidades y centrales generadoras

El AMM con un programa de cómputo generará las órdenes de prueba que aseguren un procedimiento objetivo e imparcial de la prueba de la disponibilidad de cada central o unidad generadora de cada Participante Productor. Este programa debe estar basado en un algoritmo de muestreo estadístico denominado “Programa de Prueba Aleatoria de Disponibilidad” y se le identifica en lo sucesivo con el acrónimo “PRADIS”.

La determinación de la disponibilidad se refiere a la comprobación del estado de una unidad generadora y/o central generadora que ha sido declarada disponible por el Participante Productor y a la Potencia Máxima Disponible que puede ser declarada con la programación semanal y que se toma en cuenta para la elaboración del Programa de Despacho Diario.

Para hacer más efectivo el control y disminuir su costo, el AMM utilizará criterios prácticos de ponderación de los sucesos que aumentan la frecuencia de convocatoria a Prueba de Disponibilidad a aquellas unidades o centrales generadoras, que por condiciones propias no han sido convocadas a generar o han presentado mayor número de horas de indisponibilidad forzada.

Los criterios que se utilizarán en el algoritmo de selección de PRADIS son los siguientes:

- a) Número de horas no operadas durante los últimos 12 meses
- b) El número de arranques fallidos de los últimos 10 arranques solicitados, ya sea por Despacho o por una solicitud de prueba.
- c) El período de tiempo desde la última vez que fue convocado a generar
- d) El número de salidas forzadas fuera de servicio en los últimos 12 meses.
- e) Coeficiente de Disponibilidad vigente en el año estacional.

Cada uno de estos criterios tienen una ponderación que está en función directa a la probabilidad de que la unidad o central generadora sea seleccionada para realizar una Prueba de Disponibilidad, es decir que el criterio con mayor ponderación incide en mayor probabilidad de que una unidad o central generadora sea seleccionada.

La tabla siguiente contiene los criterios y su valor de ponderación asociado

CRITERIOS DE SELECCIÓN Y VALOR DE PONDERACION

CRITERIO	VALOR DE PONDERACION (porcentaje)
Número de horas no operadas durante los últimos 12 meses	35
Número de arranques fallidos de los últimos 10 arranques solicitados, ya sea por Despacho o por una solicitud de prueba	25
Período de tiempo desde la salida de la última vez que fue convocado a generar	25
Número de salidas forzadas en los últimos doce meses	10
Coeficiente de Disponibilidad	5

Los valores de ponderación podrán ser modificados por la Junta Directiva del AMM, con la aprobación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, previa realización de un estudio técnico.

(Adicionado por el Artículo 15 de la resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

(Adicionado por el Artículo 15 de la resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

(Adicionado por el Artículo 15 de la resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

2.4.1. Coordinación de las Pruebas de Disponibilidad

El AMM coordinará las Pruebas de Disponibilidad, garantizando la objetividad en la metodología mediante la aplicación del programa PRADIS, el cual generará automáticamente las órdenes de convocatoria de las unidades o centrales generadoras que serán despachadas en condición de Prueba de Disponibilidad. Las unidades que se encuentren en mantenimiento o que estén declaradas indisponibles deberán ser excluidas del proceso de selección para realizar las Pruebas de Disponibilidad.

El número de pruebas a realizar por el AMM será como máximo de dos por semana. El número de pruebas podrá ser modificado por la Junta Directiva del AMM, con la aprobación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, previa realización de un estudio técnico económico.

2.4.2. Requerimientos de medición de las Unidades y Centrales Generadoras

Para la determinación de la potencia entregada por los equipos bajo prueba se utilizará la medición de la energía generada realizada con el Sistema de Medición Comercial en el punto de interconexión física al Sistema Nacional Interconectado. En el lugar donde por alguna circunstancia no sea posible la interrogación remota del medidor, el Participante Productor será el encargado de trasladar la información, en un plazo no mayor de dos días hábiles después de realizada la prueba. **2.4.3. Ejecución y Control de la información de las Pruebas de Disponibilidad**

EL programa PRADIS indicará en la Operación en tiempo real la unidad o central generadora que deberá realizar una Prueba de Disponibilidad. La central o unidad generadora se convocará a generar a la Potencia Máxima Disponible declarada sin margen para Reserva Rodante Regulante.

El AMM llevará el control de la información sobre los resultados de las Pruebas de Disponibilidad, datos históricos y de programación del despacho de carga que le permitan al programa de cómputo seleccionar objetivamente las unidades o centrales generadoras y el momento para realizar las Pruebas de Disponibilidad.

2.4.4. Duración de las Pruebas de Disponibilidad

El tiempo mínimo admisible para la duración de las Pruebas de Disponibilidad dependerá de la tecnología de las unidades y centrales generadoras.

En la tabla siguiente se define los tiempos para cada una de las tecnologías existentes en el Mercado Mayorista de Guatemala.

(Modificado por el Artículo 16 de la resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista) Tiempo mínimo admisible para la duración de Pruebas de Disponibilidad de acuerdo a la tecnología instalada

Tipo de unidad generadora	Tiempo mínimo de duración para Prueba de Disponibilidad
Motor reciprocante	4 horas
Turbo gas	4 horas
Turbo vapor	4 horas
Turbo vapor perteneciente a una central geotérmica	4 horas
Unidad o Central Generadora hidroeléctrica con embalse de regulación	4 horas
Unidad o Central Generadora hidroeléctrica a filo de agua	1 hora siempre y cuando se tenga un caudal de entrada igual o mayor al caudal de diseño. En caso de no contar con el caudal indicado, no se realizará la prueba. Para determinar si el caudal de entrada es igual o mayor que el caudal de diseño, el Agente deberá presentar al AMM la metodología de cálculo para determinar el caudal de entrada; dicha metodología deberá contar con la aprobación del AMM para su aplicación.

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.

De existir en el futuro nuevas tecnologías, el AMM las adicionará a esta norma, previa aprobación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

2.4.5. Rampas de toma de carga

Los tiempos de arranque de las unidades y centrales generadoras dependerán de la tecnología utilizada y serán declarados por el Participante Productor, pero no podrán ser mayores a los que se definen en la siguiente tabla.

(Modificado por el Artículo 17 de la resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista) Tiempos máximos admisibles de puesta en marcha para ejecutar Pruebas de Disponibilidad

Tipo de unidad generadora	Tiempo de arranque después del aviso para Prueba de Disponibilidad
Motor reciprocante	1 hora
Turbo gas	1 hora
Turbo vapor	24 horas
Turbo vapor perteneciente a una central geotérmica	6 horas
Unidad o Central Generadora hidráulica	1 hora
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

En el caso que alguna unidad generadora no pueda cumplir con estos tiempos de arranque, el Participante Productor interesado deberá presentar un Informe Técnico explicando las causas de la indisponibilidad. El AMM analizará el Informe Técnico y podrá aceptarlo o rechazarlo. Cuando el Informe Técnico sea aceptado la unidad generadora deberá cumplir con el tiempo de arranque indicado en dicho informe. Cuando el Informe Técnico sea rechazado, la Central o Unidad Generadora se considerará indisponible por el tiempo que exceda al tiempo establecido en la tabla correspondiente.

2.4.6. Proceso de convocatoria y ejecución para realizar la Prueba de Disponibilidad

El AMM dará aviso al Participante Productor una hora antes del tiempo de arranque que será el mínimo entre el valor que aparece en la tabla correspondiente y el declarado por el Participante Productor para cada una de las unidades o centrales generadoras.

El inicio de la prueba se considerará desde el momento en que el AMM le da aviso al Participante Productor.

La Pruebas de Disponibilidad se realizarán en horarios que afecten en menor grado el costo total de operación del sistema, eligiendo preferentemente aquellas horas en que las unidades o centrales generadoras se encuentren programadas para generar por despacho, o bien si se produce un sobre costo por Generación Forzada que sea el mínimo posible.

El AMM convocará a la unidad o central generadora seleccionada para la prueba, realizando para el efecto, un redespacho de las otras unidades o centrales generadoras. En caso de que por razones técnicas ajenas a la unidad o central generadora seleccionada no sea posible ejecutar la orden, el AMM deberá realizar un informe justificando lo actuado y reprogramará la prueba cuando las condiciones sean las adecuadas.

Durante la primera hora de la prueba, la unidad o central generadora deberá cumplir con entregar como mínimo el 30% de la Potencia Máxima Disponible declarada o registrada en la última Prueba de Disponibilidad, con ello tendrá derecho a solicitar que se prolongue la prueba una hora adicional, tomándose como resultado válido el que se registre en las siguientes cuatro horas; en caso contrario, se tomará como válida la lectura de las primeras cuatro horas de prueba. El objetivo de esta hora adicional es darle al Participante Productor la oportunidad de mejorar los resultados obtenidos en la primera hora de prueba.

2.4.7. Medición de los resultados de la Prueba de Disponibilidad

El AMM es responsable por el procesamiento de los datos registrados durante el período de prueba, para lo cual seguirá los siguientes pasos:

- a) Se obtienen los registros de los valores de potencia activa y potencia reactiva integrada en períodos de quince minutos empezando a partir de completarse el tiempo de arranque, para todo el período de prueba.
- b) Con los datos de potencia activa y reactiva se verifica que la unidad o central generadora haya entregado la energía con el factor de potencia de 0.95, salvo en aquellos casos en los que se haya alcanzado los niveles de voltaje permisible en el punto de conexión al sistema eléctrico, en los cuales se realizará la prueba en el factor de potencia alcanzado, descartándose los registros de medición que no cumplan con esta condición, los datos no descartados se toman como válidos.
- c) Si las lecturas descartadas superan un 20% del total de los datos, entonces se descarta la prueba completa y se realizará nuevamente.
- d) Con los datos válidos se calculará su promedio; este promedio define el resultado de la prueba.
- e) Cuando se trate de una prueba de una central con varias unidades generadoras, el valor calculado de la Potencia Máxima Disponible, se reparte proporcionalmente a la Potencia Máxima Disponible de cada unidad o central generadora informada y contenida en la base de datos del AMM, siendo éste el valor de Potencia Máxima Disponible de cada unidad o central generadora.
- f) El valor calculado deberá de ser incorporado a la base de datos del AMM e informado a los Participantes Productores del Mercado Mayorista.

- g) **(Adicionado por el Artículo 18 de la resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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.

2.4.8. Criterios de evaluación de los resultados de las Pruebas Disponibilidad.

Los resultados alcanzados en las Pruebas de Disponibilidad se clasificarán de acuerdo a la siguiente tabla:

Criterios de Evaluación de las Pruebas de Disponibilidad

Descripción de los eventos en el período de Prueba	Definición del resultado de la Prueba de Disponibilidad
La unidad o central generadora en el período de prueba definido no entra en operación, o entrando en operación la potencia media generada en período de prueba es menor o igual al 50% de la Potencia Máxima Disponible declarada o registrada vigente de la unidad, o se dispara antes de la finalización de la prueba.	La unidad o central generadora se considera indisponible : a) Para el cálculo del Coeficiente de Disponibilidad, desde su última salida de línea previa a la realización de la Prueba de Disponibilidad b) Para el cálculo de los Desvíos de Potencia, de acuerdo a lo establecido en el numeral 3.1.5.1 de la NCC-3, Transacciones de Desvíos de Potencia.
La unidad o central generadora en el período de prueba definida entra en operación y la potencia media generada en el período prueba es mayor al 50% de la Potencia Máxima Disponible vigente de la unidad o central generadora, y no se dispara antes de la finalización de la prueba.	La unidad o central generadora se considera disponible y La Potencia Máxima Disponible es la menor entre la registrada durante la prueba de disponibilidad o la declarada por el Participante Productor.

Si una unidad o central generadora tiene una salida o desconexión forzada durante la realización de una prueba se considera indisponible desde su última salida de línea previa a la realización de la Prueba de Disponibilidad, no obstante si la unidad o central generadora es capaz de regresar a prueba en un tiempo menor a una hora desde el momento de su salida, el Participante Productor puede solicitar que se prolongue la prueba por una hora más y se tomará como válido el resultado de esa hora adicional.

Si el tiempo de salida se prolonga por más de una hora el Participante Productor podrá solicitar una prueba en el momento que esté disponible nuevamente, el AMM dispondrá del tiempo que sea necesario para programarla nuevamente, si la prueba es exitosa se considerará que la unidad estuvo disponible desde el momento en que fue informado por el Participante Productor que la unidad o central generadora estaba disponible, en caso contrario, se considerará indisponible desde la última salida de línea previa a la realización de la prueba de disponibilidad a la que fue convocada y será calificado como Incumplimiento Reiterado.

El resultado de las Pruebas de Disponibilidad será incluido como parte de la información de la Programación semanal que el AMM emite cada semana.

2.4.9. Control del estado de disponibilidad de las unidades y centrales generadoras

Con base a los resultados de las operaciones de las unidades o centrales generadoras en el Despacho Diario realizado por el AMM y a los resultados de las pruebas solicitadas, el AMM

mantendrá actualizada la base de datos de disponibilidad y de Potencia Máxima Disponible, que permita verificar que la potencia puesta a disposición por los Participantes Productores corresponde efectivamente a su Potencia Máxima Disponible. Dentro de un plazo de seis meses desde la vigencia de esta norma, el AMM pondrá a disposición de los Participantes del MM y de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica el acceso a dicha base de datos.

En la base de datos, se deberá encontrar el estado de cada unidad y central generadora que participe en el mercado, para cada una de las horas históricas del último año de la Programación de Largo Plazo del Año Estacional y lo acumulado del año estacional vigente.

2.4.10. Verificación de la disponibilidad de las unidades y centrales generadoras

Para determinar la disponibilidad de cada unidad y central generadora, el AMM observará las siguientes reglas:

- a) En caso de que una unidad o central generadora esté generando se le considerará disponible y su Potencia Máxima Disponible será establecida de acuerdo a lo que establece el numeral 3.1.3.4 de la NCC-3 “Transacciones de Desvíos de Potencia”.
- b) En caso de que una unidad o central generadora no esté generando y esté declarada disponible por el Participante Productor, se le considerará disponible hasta que:
 1. Sea convocada por razones de Despacho o Prueba y no alcance la Potencia solicitada o el 50% de la Potencia Máxima vigente. En este caso se le considerará indisponible desde la ultima vez en que fue convocada y hasta que una nueva prueba acredite el estado de disponibilidad de la unidad o central generadora. Dicha prueba será realizada a pedido y cualquier cargo, costo o sobrecosto debido a la realización de la prueba, será asignado al Participante Productor, incluyendo Sobrecostos de Generación Forzada por tiempo de arranque, tiempo de parada y tiempo mínimo de permanencia en línea.
 2. El Participante Productor declare que la unidad se encuentra indisponible antes de ser convocada para una prueba o por despacho. En este caso se le considerará indisponible desde el momento en que se le declare y hasta que sea declarada disponible. Cuando la indisponibilidad sea mayor a tres días y no haya sido convocada dentro de los 30 días anteriores a la declaración de indisponibilidad, para ser declarada como disponible deberá realizarse una nueva prueba que acredite el estado de disponibilidad de la unidad. Dicha prueba será realizada a solicitud y a costa del Participante Productor.

2.4.11. Determinación del coeficiente de disponibilidad

El tiempo transcurrido que corresponda a Indisponibilidad Forzada debido a la falla en la Prueba de Disponibilidad, será utilizado para el cálculo del Coeficiente de Disponibilidad.

Cuando una unidad o central generadora por razones propias opere con menos del noventa por ciento de la potencia requerida en las Ordenes de Despacho por más de tres horas consecutivas, se considerará que la potencia a la cual está operando es su Potencia Máxima Disponible hasta que se demuestre que puede cumplir con las Ordenes de Despacho; durante

todo ese período se le calcularán las Horas Equivalentes por Degradación y será tomado en cuenta para el cálculo del Coeficiente de Disponibilidad.

2.4.12. Remuneración a unidades y centrales generadoras durante el período de la Prueba de Disponibilidad

Cuando una unidad o central generadora que esté considerada dentro del Despacho Diario resulte convocada para una Prueba de Disponibilidad, la energía entregada por dicha unidad o central generadora durante el tiempo que dure la prueba será asignada al Participante Productor como una venta al Mercado de Oportunidad y será remunerada al Precio de Oportunidad de la Energía.

Cuando una unidad o central generadora que no esté considerada en el Despacho Diario resulte convocada para una Prueba de Disponibilidad, será asignada como una venta al Mercado de Oportunidad y remunerada al Precio de Oportunidad de la Energía. De resultar sobrecostos por la realización de las Pruebas de Disponibilidad, éstos serán asignados al Participante Productor, independientemente si la prueba es realizada de acuerdo al programa de pruebas, establecido por el AMM o a solicitud del Participante Productor.

2.4.13. Incumplimiento Reiterado

Se considera incumplimiento reiterado si el resultado de las pruebas o de una solicitud de despacho a potencia máxima de una unidad o central generadora en dos oportunidades consecutivas, resulta en entregas de potencia por debajo del 50% de la Potencia Máxima Disponible vigente.

El incumplimiento reiterado de las Pruebas de Disponibilidad respecto a lo declarado por el Participante Productor obligará a éste a realizar a su costa, tres pruebas exitosas de disponibilidad. Estas pruebas serán programadas por el AMM en tres días consecutivos o en mayor tiempo si las condiciones de despacho y de seguridad operativa no permite la realización de las pruebas, y solo se le considerará disponible después de que haya realizado la tercera prueba exitosa.

2.5 (Modificado por el Artículo 5 de la resolución 659-01 del Administrador del Mercado Mayorista) DEMANDA MÁXIMA PROYECTADA (DMP).

Es el mayor requerimiento de potencia anual para el Mercado Mayorista, y se integra sumando la potencia máxima a generar, la Reserva Rodante Regulante y la Reserva Rodante Operativa determinadas de conformidad con los criterios de la Norma de Coordinación Operativa Número 4. La potencia máxima a generar se proyecta con base en los registros históricos de generación utilizando modelos econométricos, con los mismos periodos que se definen para la programación de largo plazo, eligiendo aquel modelo que mejor se adapte a las características históricas y considerando distintos escenarios posibles de evolución de las variables exógenas. El AMM deberá determinar el periodo y la hora en la que se prevé la ocurrencia de la Demanda Máxima Proyectada.

2.6 (Adicionado por el Artículo 6 de la resolución 659-01 del Administrador del Mercado Mayorista) CÁLCULO DE LA DEMANDA FIRME

2.6.1 (Modificado por el Artículo 1 de la resolución 3211-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Declaración de los Distribuidores, Grandes Usuarios y Exportadores

A más tardar el 15 de diciembre de cada año, los Distribuidores, Grandes Usuarios y Exportadores con Contratos Firmes del Mercado Eléctrico Regional con una duración de un Año Estacional completo o con Contratos Firmes con Países no miembros del MER, efectuarán la declaración de su proyección de demanda y su metodología de proyección. Para ello declararán los valores proyectados de potencia por banda horaria y curvas de carga típicas para los días laborales correspondientes al siguiente Año Estacional.

Dicha información es la base para efectuar el cálculo de la Demanda Firme de los Distribuidores, Grandes Usuarios y Exportadores del SNI.

2.6.2 Base de Datos de Demanda

La Base de Datos de Demanda contendrá toda la información histórica por cada punto de medición, para realizar las proyecciones de energía y potencia de cada Distribuidor, Gran Usuario y Exportador. Dicha base de datos deberá estar detallada por Distribuidor, Gran Usuario y Exportador, y ser continuamente actualizada.

2.6.3 (Modificado por el Artículo 1 de la resolución 2422-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Proyección de la Demanda

El AMM tomando como punto de partida la Base de Datos de Demanda y utilizando sus propios modelos de proyección de demanda, verificará la coherencia de la información presentada por los Distribuidores, Grandes Usuarios y Exportadores.

Para la proyección y verificación, deberá separar de la tendencia de crecimiento, los efectos provocados por fenómenos que no pueden ser previstos observando su evolución pasada, como por ejemplo, sin que esto sea limitativo, fenómenos o eventos que impactan en la demanda de energía, cambios radicales de consumo, cambios tecnológicos que modifican el consumo de electricidad, entre otros. El AMM definirá la metodología que mejor se ajusta para la proyección de la demanda, considerando la tendencia de la demanda para cada uno de los Distribuidores, Grandes Usuarios y Exportadores.

Mientras no defina otra metodología, utilizará el modelo de regresión exponencial linealizado, mediante la aplicación de logaritmo natural a una serie de valores históricos de demanda de cada uno, para los últimos cinco años. Dichos valores se extraen de la Base de Datos de Demanda y son los coincidentes con el día y hora en que se registra la demanda máxima del sistema en el mes en que se prevé la ocurrencia de la Demanda Máxima Proyectada (DMP) para el siguiente año estacional, considerando una serie de cinco años, o para casos de usuarios de reciente ingreso, no menos de tres. Para los casos en que se tenga solamente dos años de datos de mediciones, la tasa de crecimiento, se calculará como el cociente del dato reciente de medición, entre el dato del año anterior. Para los casos con un año de registro de datos de medición, se tomará el dato declarado por el Participante Consumidor.

Para los casos con tres o más datos, la ecuación para determinar la estimación de la regresión se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{Dem}_t = \text{Dem}_0 * (1 + r)^t$$
$$\text{Ln Dem}_t = \text{Ln} (\text{Dem}_0) + \text{Ln} (1 + r) * t$$

Donde:

Dem_t= el valor de Demanda del año t en kilovatios

Dem₀= el valor de Demanda del año inicial de la serie en kilovatios.

r= Valor de porcentaje de crecimiento anual

t = año correspondiente al registro de Dem_t, expresado como la diferencia entre el número de año, menos 2,000

El resultado de la regresión da como resultado el valor de una constante $K = \ln(1+r)$ y en base a esta constante, se estima el valor de la tasa de crecimiento anual equivalente (R), para lo cual se considera el valor del error de la estimación, de acuerdo con las siguientes condiciones:

Si $\text{Exp}(K) > 1$:

$$R = \text{Exp}(K - 0.5 * \text{Error de la Estimación de la constante } K) - 1$$

Si $\text{Exp}(K) < 1$:

$$R = \text{Exp}(K + 0.5 * \text{Error de la Estimación de la constante } K) - 1$$

Si al aplicar el error de la Estimación de la constante K, el signo de R cambia, se aplica un valor de $R = 0$

El valor de la tendencia de crecimiento, no excederá de un límite superior y uno inferior, de manera que se eviten cambios radicales de consumo. Para el efecto de obtener los valores de dichos límites, se ordenan los registros de demanda para los que se cuenta con suficientes datos para el mes de análisis, en dos grupos, uno el de consumidores que han resultado con valores de tendencia de crecimiento R positivos y otro grupo para los que los valores de R son negativos. Para el grupo de crecimiento positivo, se seleccionan los registros cuyos valores de R son menores a 10% de crecimiento y con ellos se determina el valor promedio de crecimiento de todo el grupo más una desviación estándar y ese valor se establece como límite superior que se aplicará a todos los valores de crecimientos positivos. Para el grupo de crecimiento negativo, de igual forma, se establece el límite inferior, como el promedio de crecimiento de los datos que no sobrepasan -10%, el cual se establece como límite que se aplicará a todos los valores de crecimientos negativos.

El valor de la proyección de demanda de un consumidor se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{Dem}_t = \text{Dem}_0 * (1 + R)^t$$

Donde:

Dem_0 = el valor que sea más alto entre el Promedio de registros de los últimos tres años, o el valor del último año registrado.

R = Valor de tasa de crecimiento equivalente anual

t = Tiempo que transcurre entre el último año de registro y el año en que ocurrirá la demanda máxima proyectada del sistema.

2.6.4 (Modificado por el Artículo 2 de la resolución 3211-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Procedimiento de Verificación

Dentro de los quince días hábiles siguientes a la presentación de las proyecciones por parte de los Distribuidores, Grandes Usuarios y Exportadores, el AMM procederá a verificarlas utilizando para el efecto sus propias proyecciones. Cuando la proyección de demanda declarada por el Distribuidor, Gran Usuario y Exportador esté por debajo en más del 2%, con respecto a la proyección efectuada por el AMM, este último deberá solicitar las aclaraciones correspondientes a los Distribuidores, Grandes Usuarios y Exportadores, quienes tendrán un plazo de nueve días hábiles para esclarecer las fuentes de las discrepancias.

En este proceso, el Distribuidor, Gran Usuario o Exportador podrá presentar las justificaciones que sustentan su declaración, o bien podrá solicitar que se utilice la proyección efectuada por el AMM. En caso de esclarecerse las diferencias, el AMM proseguirá con el procedimiento de acuerdo con la presente Norma de Coordinación. Para los casos en los que la proyección declarada se encuentre por debajo en más del 2% respecto a la proyección realizada por el AMM, y el Distribuidor, Gran Usuario o Exportador solicite mantener su proyección, esta será

aceptada por el AMM y quedará sujeta a la verificación y pago de la compensación que se efectuará al final del año estacional, conforme se describe en el numeral 2.6.5.2 de esta norma. Para los casos cuyas discrepancias no sean resueltas, el AMM informará a la CNEE en un plazo de ocho días hábiles para que resuelva en definitiva sobre las proyecciones a utilizar.

Si en un plazo de quince días hábiles, la CNEE no hubiera resuelto en definitiva, se utilizarán los valores proyectados declarados por el Distribuidor, Gran Usuario y Exportador al inicio del proceso, bajo la responsabilidad de cada uno; en este último caso, si la proyección a utilizar se encuentra por debajo en más del 2% respecto a la proyección realizada por el AMM, quedará sujeta a la verificación y pago de la compensación que se efectuará al final del año estacional, conforme se describe en el numeral 2.6.5.2 de esta norma.

En caso de que un Distribuidor, Gran Usuario y Exportador no presente su declaración de demanda y la información relacionada para proyectarla en el plazo establecido, se utilizará la proyección realizada por el AMM, bajo la responsabilidad del Distribuidor, Gran Usuario o Exportador correspondiente.

2.6.5 (Modificado por el Artículo 3 de la resolución 3211-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Cálculo de la Demanda Firme (DF) y Demanda Firme Ajustada (DFA)

2.6.5.1 Cálculo de la Demanda Firme (DF).

La Demanda Firme es la parte de la Demanda Máxima Proyectada que le corresponde a cada Distribuidor, Exportador y Gran Usuario, que se determina con la proporción entre su demanda proyectada declarada y la sumatoria de las demandas declaradas de todos los Distribuidores, Grandes Usuarios y Exportadores, coincidentes con la hora prevista para la Demanda Máxima Proyectada. La demanda coincidente de cada Distribuidor, Gran Usuario y Exportador se determina para el periodo y la hora prevista para la Demanda Máxima Proyectada con base en su proyección de demanda y el perfil de carga típico que haya sido declarado. La Demanda Firme se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$DF_i = DMP * \frac{D_i}{\sum_{i=1}^n D_i}$$

Donde:

DF_i es la Demanda Firme del Distribuidor, Gran Usuario y Exportador i

DMP es la Demanda Máxima Proyectada

D_i es la demanda proyectada declarada por cada Distribuidor, Gran Usuario y Exportador i, coincidente con el periodo y la hora prevista para la Demanda Máxima Proyectada y verificada por el AMM.

2.6.5.2 Cálculo de la Demanda Firme Ajustada (DFA).

Al término de cada año estacional el AMM verificará la determinación de la Demanda Firme (DF_i) de cada Distribuidor, Gran Usuario y Exportador con respecto a su demanda real (Dreal_i) registrada en la hora de demanda máxima del Sistema, para el mes en que se previó la DMP. Para el efecto, calculará la Demanda Firme Ajustada con la siguiente expresión:

$$DFA_i = Dreal_i * \frac{DMP}{\sum_{i=1}^n D_i}$$

Donde:

- DFA_i es la Demanda Firme Ajustada del Distribuidor, Gran Usuario y Exportador i.
 $Dreal_i$ es la Demanda real del participante consumidor i en la hora de demanda máxima del Sistema en el mes para el que se previó la DMP, registrada por el Sistema de Medición Comercial del AMM.
 DMP es la Demanda Máxima Proyectada que se previó para el año estacional al inicio del proceso de determinación de Demanda Firme.
 D_i es la demanda proyectada declarada por cada Distribuidor, Gran Usuario y Exportador i al inicio del proceso de determinación de Demanda Firme.

Una vez obtenida la Demanda Firme Ajustada (DFA_i) de cada Distribuidor, Gran Usuario y Exportador, el AMM determinará para cada uno el Ajuste de Demanda Firme (ADF_i) de la siguiente manera:

$$ADF_i = DF_i - DFA_i$$

Donde:

- ADF_i es el Ajuste de Demanda Firme del Distribuidor, Gran Usuario y Exportador i.
 DF_i es la Demanda Firme del Distribuidor, Gran Usuario y Exportador i, determinada al inicio del Año Estacional.
 DFA_i es la Demanda Firme Ajustada del Distribuidor, Gran Usuario y Exportador i.

Para los casos en los que resulta un ADF negativo, y que la declaración de proyección de demanda utilizada para la determinación de la Demanda Firme haya estado por debajo en más del 2% respecto a la proyección de demanda efectuada por el AMM, el correspondiente Distribuidor, Gran Usuario y Exportador deberá pagar una compensación equivalente a valorizar su ADF al precio de referencia de la potencia PREFP, multiplicado por 12, que corresponde a los 12 meses del Año Estacional, conforme a lo siguiente:

$$CADF_k = ADF_k * PREFP * 12$$

Donde:

- $CADF_k$ es la compensación por Ajuste de Demanda Firme que deberá pagar el Distribuidor, Gran Usuario y Exportador k, que resultó con ADF negativo, y que su proyección de demanda declarada para determinación de Demanda Firme estuvo por debajo en más del 2% respecto a la proyección efectuada por el AMM.
 ADF_k es el Ajuste de Demanda Firme del Distribuidor, Gran Usuario y Exportador k en kW, que resultó negativo.
 $PREFP$ es el Precio de Referencia de Potencia.

El monto recaudado por CADF será pagado a los Distribuidores, Grandes Usuarios y Exportadores que resultaron con un ADF positivo, de conformidad con lo siguiente:

$$PADF_j = \left(\sum_{k=1}^n CADF_k \right) * \left(\frac{ADF_j}{\sum_{j=1}^m ADF_j} \right)$$

Donde:

$PADF_j$ es el abono a recibir en concepto de Ajuste de Demanda Firme, por cada Distribuidor, Gran Usuario y Exportador j , que resultó con un ADF positivo.

ADF_j es el Ajuste de Demanda Firme del Distribuidor, Gran Usuario y Exportador j en kW, que resultó positivo.

n es el número de Distribuidores, Grandes Usuarios y Exportadores que resultaron con ADF negativo sujetos al pago de compensación.

m es el número de Distribuidores, Grandes Usuarios y Exportadores que resultaron con ADF positivo.

Para los casos en los que resulta un ADF negativo, y que la declaración de proyección de demanda utilizada para la determinación de la Demanda Firme no haya estado por debajo en más del 2% respecto a la proyección de demanda efectuada por el AMM, el correspondiente Distribuidor, Gran Usuario y Exportador no recibirá cargos ni abonos por concepto Ajuste de Demanda Firme.

La asignación de los cargos y abonos resultantes del ADF, se efectuará al término del Año Estacional, y ello quedará consignado en el Informe de Transacciones Económicas del mes de mayo inmediato siguiente.

Se excluirá del cálculo de ADF a los Distribuidores, Grandes Usuarios y Exportadores, que se incorporen o se retiren del Mercado Mayorista durante el Año Estacional respectivo.

En el caso de detectarse que un Distribuidor, Gran Usuario y Exportador, registre en el mes de cálculo del ADF una demanda real atípicamente baja o nula, dicha demanda atípica deberá ser reemplazada, para efecto del cálculo del ADF, por una demanda igual al valor promedio de la demanda máxima registrada diariamente por el consumidor en las horas de demanda máxima del Sistema, para el mes en que se previó la DMP.

2.6.5.3 Cambio de suministrador.

Para los Grandes Usuarios con representación y que cambian de suministrador durante el Año Estacional de aplicación de la demanda firme, los cargos o abonos que resulten del ADF se asignarán al comercializador que cuente con el contrato de comercialización vigente, en el mes de emisión del Informe de Transacciones Económicas respectivo.

2.6.6 Incorporación de nueva demanda

Cuando se instale un nuevo Gran Usuario o se incorpore un Exportador, que hayan cumplido con los requisitos para operar en el MM, el AMM deberá calcular su Demanda Firme sobre la base de las proyecciones que éstos presenten. Cuando la demanda del Gran Usuario nuevo, o del Exportador que se incorpora al MM, supere 5 MW, el AMM deberá recalcular la Oferta Firme Eficiente con base en la actualización de la Demanda Máxima Proyectada.

2.7 (Adicionado por el Artículo 7 de la resolución 659-01 del Administrador del Mercado Mayorista) DISPOSICIONES TRANSITORIAS

2.7.1 CONTRATOS EXISTENTES DE ACUERDO AL ARTÍCULO 40 DEL REGLAMENTO DEL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA.

2.7.1.1 Oferta Firme de generadores con Contratos existentes.

Los contratos existentes de acuerdo al Artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, serán administrados de acuerdo a sus estipulaciones contractuales. Para efectos de aplicación de esta norma, el AMM considerará como Oferta Firme de Generadores con Contratos Existentes con Agentes Distribuidores, en los que se contemple pruebas de potencia, el valor que resulte de:

$$OFG_{CE} = \text{Máx} (OFT, \text{Mín}(PDP, PTC))$$

Donde:

OFG_{CE} = Oferta Firme Total de los Generadores con Contratos Existentes con Agentes Distribuidores, que contemplen prueba de potencia.

OFT = Oferta Firme Total.

PDP = Prueba de potencia según los términos del Contrato Existente con Agentes Distribuidores, que contemplen prueba de potencia.

PTC = Potencia total comprometida en el Contrato Existente informada al AMM en la planilla de contratos correspondiente.

En el caso de Generadores con Contratos Existentes que cuenten con potencia excedente para ofrecer al Sistema, la Potencia Máxima de sus unidades es la que se determina con la prueba de potencia contemplada en las estipulaciones contractuales.

2.7.1.2 Oferta Firme Eficiente de Generadores con Contratos Existentes.

La Oferta Firme Eficiente de los Generadores con Contratos Existentes con Agentes Distribuidores, en los que se contemple pruebas de potencia, de acuerdo al Artículo 40 del Reglamento del AMM será:

$$OFEG_{CE} = \text{Máx} (OFEDF, \text{Mín}(PDP, PTC))$$

Donde:

$OFEG_{CE}$ = Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme, de los Generadores con Contratos Existentes con Agentes Distribuidores, que contemplen prueba de potencia.

$OFEDF$ = Oferta Firme Eficiente resultado del apilamiento a que se refiere el numeral 2.2.1 y el numeral 2.2.2.

2.7.2 La Oferta Firme Eficiente se calculará de acuerdo a lo establecido en la presente Norma de Coordinación a partir del año 2008, para empezar a aplicarla en la Programación de Largo Plazo del Año Estacional 2008-2009.

2.7.3 Gradualidad de aplicación para centrales hidroeléctricas. Para las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación, de acuerdo a la clasificación establecida en la Norma de Coordinación Comercial Número 1, que se encuentren en operación comercial al inicio del año estacional 2008-2009, se les reconocerá por un período de 10 años, una Oferta Firme calculada de la siguiente manera:

- a) Para el caso de las centrales en que $PHMR_i \geq PP_i$ según el resultado del cálculo establecido en el literal c) del numeral 2.1.5, manteniendo constante NHMD = 4 horas, el cálculo de la Oferta Firme se hará según el numeral 2.1.5 literal d), utilizando el $PHMR_i$ calculado.

- b) Para el caso de las centrales en que $PHMR_i < PP_i$ según el resultado del cálculo establecido en el literal c) del numeral 2.1.5, manteniendo constante NHMD=4 horas, la Oferta Firme se calculará de acuerdo a la siguiente formula:

$$OF_h = MAX(PHMR_i, (PP_i - (0.1 * n) * (PP_i - PHMR_i))) * coefdisp_i$$

Donde:

OF_h = Oferta Firme de la central hidroeléctrica h

$PHMR_i$ = Potencia en la hora de máximo requerimiento, manteniendo constante NHMD=4 horas

PP_i = potencia máxima

$coefdisp_i$ = coeficiente de disponibilidad

$n = 1, \dots, 10$ correspondiente al número de años de aplicación de la gradualidad.

Al finalizar los diez años de gradualidad, se aplicará estrictamente lo dispuesto en el numeral 2.1.5 de la presente norma.

2.7.4 (Suprimido por el Artículo 7 de la Resolución 1316-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Gradualidad En La Aplicación De La Oferta Firme Eficiente

2.7.5 Cálculo de la Demanda Firme

El cálculo de la Demanda Firme establecido en el numeral 2.6 de esta norma, se aplicará a partir de enero de 2008.

(Adicionado por el Artículo 4 de la Resolución 1667-02 del Administrador del Mercado Mayorista) DISPOSICIÓN TRANSITORIA: En el período en el cual los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro (CRPS) se encuentren operativamente vigentes, se les aplicará los mismos procedimientos y reglas de la presente norma que son aplicables a los Contratos Firmes del MER (CF_{MER}).

(Modificado por el Artículo 19 de la resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista) 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:

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

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.

(Adicionado por el Artículo 20 de la resolución 3142-03 del Administrador del Mercado Mayorista) 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 i (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 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 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 fotovoltaico o eólico 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.

APLICACIÓN DE LAS MODIFICACIONES DE SEPTIEMBRE 2007. Las modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Comercial Número 2 (NCC-2) se empezarán a aplicar a partir del Año Estacional 2008-2009, con las excepciones hechas en el Artículo 7 anterior.

DISPOSICIONES FINALES

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

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

ARTICULO 3. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarlas.

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

Nota:

De conformidad con el Artículo 9 de la resolución 659-01 del Administrador del Mercado Mayorista las modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Comercial Número 2 (NCC-2) se empezarán a aplicar a partir del Año Estacional 2008-2009, con las excepciones hechas en el numeral 2.7.

La resolución 659-01 del Administrador del Mercado Mayorista publicada en el Diario de Centro América el 13 de septiembre de 2007, fue aprobada mediante la resolución CNEE-96-2007, publicada en el Diario de Centro América el 13 de septiembre de 2007.

La Norma de Coordinación Comercial No. 2 original, resolución del AMM 216-01 fué modificada en cuanto al plazo indicado en el apartado 2.3.2 de las Disposiciones Transitorias, de acuerdo a resolución del AMM No. 242-02 de fecha 8 de noviembre de 2001 y resolución CNEE 99-2001 de fecha 26/12/01, ambas publicadas en el Diario Oficial el 2 de Enero de 2002.

Además fue modificado el Numeral 2.1, en la parte correspondiente a la Oferta Firme respecto a la definición del término PPI para Unidades Térmicas; se modifica el Numeral 2.3 sustituyendo las Disposiciones Transitorias por la Prueba de la Potencia Máxima de Centrales y Unidades Generadoras. Se adicionan los numerales 2.4 Determinación de la Disponibilidad de las unidades y centrales generadoras; y 2.5 Disposiciones Transitorias; de acuerdo a resolución del AMM No. 457-01 de fecha 19 de abril de 2005 y resolución CNEE 50-2005 de fecha 26 de abril de 2005, ambas publicadas en el Diario Oficial el 28 de abril de 2005.

La Norma de Coordinación Comercial No. 2, fue modificada en su numeral 2.3.6, al adicionar el numeral 2.3.6.1 relacionado con las Pruebas de Potencia Máxima para centrales hidráulicas nuevas, de acuerdo

a la Resolución del AMM No. 1036-06 de fecha 6 de marzo de 2012 y resolución CNEE 132-2012 de fecha 5 de junio de 2012, ambas publicadas en el Diario Oficial el 20 de junio de 2012.

La Norma de Coordinación Comercial No. 2, fue modificada en los numerales 2.2, 2.2.1, 2.2.2, 2.2.3, 2.2.5 y 2.2.6, y se suprimió el numeral 2.7.4, de acuerdo a la Resolución de Efecto Inmediato del AMM No. 1316-01 de fecha 6 de diciembre de 2013 y resolución CNEE 290-2013 de fecha 10 de diciembre de 2013, ambas publicadas en el Diario Oficial el 16 de diciembre de 2013.

La Norma de Coordinación Comercial No. 2, fue modificada en los numerales 2.6.1 y 2.6.4, de acuerdo a la Resolución del AMM No. 1294-03 de fecha 24 de octubre de 2013 y resolución CNEE 221-2014 de fecha 12 de agosto de 2014, ambas publicadas en el Diario Oficial el 25 de agosto de 2014.

La Norma de Coordinación Comercial No. 2, fue modificada en los numerales 2.2.1 y 2.2.3, de acuerdo a la Resolución del AMM No. 1479-02 de fecha 24 de noviembre de 2014 y resolución CNEE 294-2014 de fecha 26 de noviembre de 2014, ambas publicadas en el Diario Oficial el 28 de noviembre de 2014.

La Norma de Coordinación Comercial No. 2, fue modificada en los numerales 2.2.1, 2.2.3, 2.6.1 y 2.7.6, de acuerdo a la Resolución del AMM No. 1667-02 de fecha 25 de noviembre de 2015 y resolución CNEE 335-2015 de fecha 26 de noviembre de 2015, ambas publicadas en el Diario Oficial el 30 de noviembre de 2015.

La Norma de Coordinación Comercial No. 2, fue modificada en el numeral 2.6.3, de acuerdo con la Resolución del AMM No. 2422-02 de fecha 18 de julio de 2019 y Resolución CNEE 190-2019 de fecha 13 de agosto de 2019, ambas publicadas en el Diario Oficial el 30 de agosto de 2019.

La Norma de Coordinación Comercial No. 2, fue modificada en los numerales 2.2.1 y 2.2.2 de acuerdo con la Resolución del AMM No. 2686-01 de fecha 20 de enero de 2021 y Resolución CNEE 60-2021 de fecha 16 de febrero de 2021, ambas publicadas en el Diario Oficial el 22 de febrero de 2021.

La Norma de Coordinación Comercial No. 2 fue modificada en los numerales 2.1, 2.3 y 2.4, y en el Anexo 2.1, además de incorporar el nuevo Anexo 2.2, de acuerdo con la Resolución del AMM No. 3142-03 de fecha 8 de mayo de 2024 y Resolución CNEE 128-2024 de fecha 14 de mayo de 2024, ambas publicadas en el Diario Oficial el 21 de mayo de 2024.

La Norma de Coordinación Comercial No. 2 fue modificada en el numeral 2.6 de acuerdo con la Resolución del AMM No. 3211-01 de fecha 28 de agosto de 2025 y Resolución CNEE 296-2025 de fecha 22 de septiembre de 2025, ambas publicadas en el Diario Oficial el 2 de octubre de 2025.