

Si, en cambio, del despacho resulta un caudal aguas abajo superior al máximo permitido en el contrato de concesión, el Generador informará de inmediato al AMM de la limitación de su programa de despacho. En este caso, el AMM hará un despacho o redespacho según corresponda para garantizar no exceder el caudal máximo.

Artículo 47. Se modifica el numeral A1.2.8.3.1, el cual queda así:

A1.2.8.3.1 Máxima potencia despachable en una región hidráulica

El resultado del modelo de despacho diario definirá los programas de carga para cada central de forma tal de ubicar la energía hidráulica como potencia horaria sin vulnerar las restricciones de transporte, teniendo en cuenta la máxima potencia horaria despachable.

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

Artículo 48. Se modifica el numeral A1.3.1, el cual queda así:

A1.3.1.- **COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN DE UNA CENTRAL TÉRMICA.**

Se denomina costo variable de generación (CVG) de una central térmica, al costo variable calculado por el AMM, con base a la metodología de costos variables de generación declarada por el generador en la Programación de Largo Plazo, e incluye el costo de combustibles, el costo asociado a los consumos propios de las máquinas, el costo de los insumos variables distintos de los combustibles y cualquier otro costo variable requerido y declarado en la metodología de costos variables de generación. Este costo se expresa por tipo de máquina instalada en la central y para cada tipo de combustible que pueda consumir la máquina, considerándose como tipo de combustible los establecidos para la definición de precios de referencia de combustibles. Los valores que definen el costo variable de generación se expresan en equivalente de unidades del combustible a consumir para producir energía eléctrica o consumo específico (unidades de combustible/MWh) multiplicadas por el precio del combustible (US\$/unidad de combustible). El número de valores que definen el costo variable de generación de una central térmica depende en consecuencia de la cantidad de tipos de máquinas instaladas en la central y la cantidad de tipos distintos de combustibles que pueden consumir.

* $CVG_{o,m,t,u}$ = Costo variable de generación previsto en la central c en el subperíodo m del período considerado, para las máquinas tipo t consumiendo el combustible tipo u .

Artículo 49. Se modifica el numeral A1.3.2, el cual queda así:

A1.3.2. **COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN PARA LA PROGRAMACIÓN SEMANAL.**

Declaración de los datos para el cálculo del costo variable de generación

Junto con el envío de los datos requeridos para la Programación semanal, los Generadores con unidades térmicas deben declarar todos los datos necesarios para el cálculo de los costos variables de generación de las unidades térmicas, según la metodología declarada por el Participante.

El Generador debe declarar todos los datos para el cálculo del costo variable de generación de cada unidad térmica como un conjunto de valores, que corresponden a cada tipo y variante de máquina y cada tipo de combustible que pueden consumir, de acuerdo a la metodología declarada para el cálculo de Costos Variables de Generación presentada para la Programación de Largo Plazo.

La declaración de la metodología para el cálculo del costo variable de generación de una unidad térmica debe indicar:

- la identificación de la unidad y el o los tipos de combustible disponibles a consumir en el período;
- todos los datos necesarios para el cálculo del costo variable de generación, según la metodología declarada para cada tipo de máquina instalada en la central y cada combustible que puede consumir, definido en \$ por MWh.

El AMM debe calcular para cada unidad térmica el costo variable de generación semanal, para cada tipo de máquina térmica instalada en la central y para cada tipo de combustible que puede consumir, con la metodología y datos declarados por el generador. Si el Generador no declara todos los datos necesarios para el cálculo de sus costos variables, el AMM utilizará los últimos datos declarados.

El AMM debe incorporar los datos para el cálculo de los costos variables de generación semanal de las unidades térmicas a las Bases de Datos de forma tal que estos valores que resulten del cálculo, sean utilizados para la programación semanal y diaria, y sanción de los precios horarios de la energía.

La declaración de la metodología para el cálculo del costo variable de generación de una unidad basada en recursos renovables no hidráulicos debe indicar:

- costos de operación y mantenimiento
- metodología para el cálculo otros costos variables a incluir dentro del costo variable de generación

Junto con el envío de los datos requeridos para la Programación semanal los Distribuidores con Contratos Existentes de acuerdo al Artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista deben declarar los datos para el cálculo del precio de la energía de los Contratos Existentes, de acuerdo a la metodología presentada para la Programación de Largo Plazo.

El AMM deberá enviar semanalmente a la CNEE un informe con los valores de costo variable de generación resultantes del cálculo correspondiente y los datos utilizados para dicho cálculo para cada generador térmico, el valor del agua para cada generador hidroeléctrico con embalse de regulación anual, costos variables de generación de generadores con recursos renovables no hidráulicos y los precios de energía de los Contratos Existentes. Esta información es requerida para que la Comisión pueda aplicar el Mecanismo de Verificación contenido en el Capítulo III del Título I del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

Artículo 50. Se modifican las Disposiciones Transitorias, las cuales quedan así:

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Las disposiciones de la presente norma que rigen a las programaciones de largo plazo, semanal y diaria, se aplicarán a partir de las siguientes fechas:

- 1) Para la Programación de Largo Plazo correspondiente al Año Estacional 2008-2009, a partir del treinta y uno (31) de enero de 2008;
- 2) Para la Programación Semanal que corresponde del cuatro (4) al once (11) de mayo de 2008, a partir del 30 de abril de 2008; y
- 3) Para la Programación del Despacho Diario a partir de la elaboración del Despacho Diario del 4 de Mayo de 2008.

Artículo 51. **APLICACIÓN:** Las presentes modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Comercial Número Uno (NCC-1), COORDINACIÓN DEL DESPACHO CARGA, empezarán a aplicarse a partir del Año Estacional 2008-2009, con la excepción hecha en el artículo anterior.

Artículo 52. **APROBACIÓN.** Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, se sirva aprobarlas.

Dada en la Ciudad de Guatemala el cuatro de septiembre de dos mil siete.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

RESOLUCIÓN CNEE- 96-2007

Guatemala, 12 de septiembre de 2007

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo estipulado en el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, contenido en el Decreto Número 93-96 del Congreso de la República, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica entre otras funciones, cumplir y hacer cumplir dicha Ley y sus Reglamentos en materia de su competencia.

CONSIDERANDO:

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

CONSIDERANDO:

Que los artículos 1, de los Reglamentos de la Ley General de Electricidad, y del Administrador del Mercado Mayorista, preceptúan que son Normas de Coordinación todas las disposiciones y procedimientos emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, y que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas con el fin de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 13 literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para cumplir con la legislación vigente, debe aprobar o mejorar las Normas de Coordinación propuestas por el Administrador del Mercado Mayorista, así como sus modificaciones.

CONSIDERANDO:

Que el Administrador del Mercado Mayorista remitió a esta Comisión la modificación de la Norma de Coordinación Comercial Número 2, Oferta Firme de las Generadoras, a efecto de darle el trámite de aprobación correspondiente;

PORTANTO:

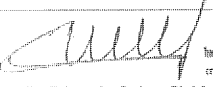
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con fundamento en lo considerado y normas citadas,


RESUELVE:

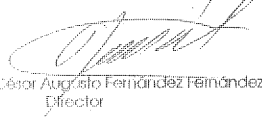
I. APROBAR las modificaciones a la NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No.2, OFERTA FIRME DE LOS GENERADORES, contenidas en la Resolución 659-01, del Acta número 659, de la sesión extraordinaria realizada por la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista, con fecha 5 de septiembre de 2007.

II. Las demás disposiciones de la Norma de Coordinación Comercial número dos (NCC 2) que no estén siendo modificadas, continúan vigentes e inalterables.

III. Publicación, Vigencia y Aplicación: La presente resolución entrará en vigencia el día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América y la aplicación de las modificaciones normativas, será la que ésta establece.


ING. CARLOS EDUARDO COLON BLACKFORD
 PRESIDENTE


ING. ENRIQUE MOLLER HERNÁNDEZ
 DIRECTOR


ING. CÉSAR AUGUSTO FERNÁNDEZ FERNÁNDEZ
 DIRECTOR

RESOLUCION No. 659-01

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, en su Artículo 44, determina la conformación del Administrador del Mercado Mayorista, como un ente privado señalando su conformación y funciones.

CONSIDERANDO:

Que con fecha 5 de marzo de 2007 se publicaron en el Diario de Centro América, los Acuerdos Gubernativos Números 68-2007 y 69-2007, mediante los cuales se modifican aspectos contenidos en el Reglamento de la Ley General de Electricidad y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

CONSIDERANDO:

Que el Acuerdo Gubernativo 69-2007, requiere una adecuación normativa para el debido funcionamiento del Mercado Mayorista del país.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confiere el artículo 45 de la Ley General de Electricidad y los artículos 1, 2, 13 literal j) y 14 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, contenido en el Acuerdo Gubernativo No. 298-98, modificado mediante el Acuerdo Gubernativo Número 69-2007,

RESUELVE:

I) Emitir

LAS SIGUIENTES MODIFICACIONES A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No. 2, OFERTA FIRME DE LOS GENERADORES, CONTENIDA EN LA RESOLUCIÓN NÚMERO 216-01, EMITIDA CON FECHA DIECINUEVE DE JUNIO DE DOS MIL UNO, Y SUS MODIFICACIONES, DE LA SIGUIENTE FORMA:

Artículo 1. Se modifica el nombre de la norma el cual queda así:

OFERTA Y DEMANDA FIRME

Artículo 2. Se modifica el numeral 2.1, el cual queda así:

2.1 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 "T" se calculará como:

$$OF_T = PP_T \cdot \text{coefdisp}_T$$

Donde:

PP_T: Potencia Máxima que la unidad generadora "T" 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_T: coeficiente de disponibilidad de la unidad generadora "T", 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 "T" a base de combustibles renovables se calculará como:

$$OF_T = PPR_T \cdot \text{coefdisp}_T$$

Donde:

PPR_T: potencia que la unidad generadora "T" 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_T: coeficiente de disponibilidad de la unidad generadora "T", 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:

$$OF_T = \min (PP_T \cdot \text{coefdisp}_T, EF_T / NHRM)$$

Donde:

EF_T: 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 Oferta Firme de centrales eólicas

Para considerar que una central eólica tiene Oferta Firme, deberá fundamentar la potencia que puede garantizar a lo largo de todo el Año Estacional, mediante un estudio basado en registros de viento de velocidad y altura de por lo menos 5 años, considerando además la indisponibilidad forzada que se produce en la misma como consecuencia de la pérdida de viento no previstas en la programación diaria.

La Oferta Firme de las centrales eólicas será igual a:

$$OF_T = \min (PP_T \cdot \text{coefdisp}_T, EF_T / NHRM)$$

Donde:

EF_T: 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%. El AMM deberá producir un Procedimiento Técnico para este tipo de centrales cuando se prevea su conexión al sistema.

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.

2.1.5 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 represente 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.


ING. CARLOS EDUARDO COLON BLACKFORD
 PRESIDENTE


ING. ENRIQUE MOLLER HERNÁNDEZ
 DIRECTOR


ING. CÉSAR AUGUSTO FERNÁNDEZ FERNÁNDEZ
 DIRECTOR

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 (series 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) Las diferencias entre la demanda de energía de cada etapa y la producción hidroeléctrica. A estas diferencias se las denomina requerimiento térmico de la etapa. Se dispondrán para cada etapa tantos valores de requerimiento térmico como series hidrológicas se hayan utilizado.

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 la denomina Energía Firme (EF).

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 (PHMR) como el menor valor entre la Potencia Máxima y la que resulta de dividir la Energía Firme (EF) dentro del número de horas del periodo de máxima demanda correspondiente a la etapa identificada.

$$PHMR_i = \min(PP_i, EF_i / NHMR_i)$$

Donde:
PP: 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 2.2 de esta norma.

NHMR: 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 (OF) de cada central hidroeléctrica i como:

$$OF_i = \min(PP_i * coefdisp, PHMR_i)$$

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:

$$OF_i = \min(PP_i * coefdisp, EF_i / NHRM_i)$$

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.

Artículo 3. Se modifica el numeral 2.2, el cual queda así:

2.2 OFERTA FIRME EFICIENTE

El valor de Oferta Firme Eficiente para cada unidad o central generadora, estará vigente inicialmente durante dos años estacionales y será asignado nuevamente junto con la Programación de Largo Plazo correspondiente. El procedimiento de cálculo de la Oferta Firme Eficiente se realiza anualmente con el propósito de incorporar las unidades o centrales generadoras que sean requeridas y evaluar las nuevas adiciones de generación. Si como resultado de este procedimiento de cálculo se determinara que una unidad o central generadora tiene Oferta Firme Eficiente por encima del valor vigente asignado inicialmente, la Oferta Firme Eficiente de dicha unidad o central generadora será actualizada asignándole el nuevo valor obtenido, el que permanecerá vigente por dos años. Si como resultado del procedimiento de cálculo anual se determina que la Oferta Firme Eficiente es menor que la que tiene vigente, entonces el valor inicialmente calculado continuará vigente hasta completar el periodo de dos años.

2.2.1 Determinación de la Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme.

La Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme se determina realizando un apilamiento en base a la eficiencia económica de los costos de generación, de la siguiente manera:

- a) Se coloca en la base del apilamiento, las Ofertas Firmes de las centrales generadoras basadas en recursos renovables.
- b) Se continúa el apilamiento con las Ofertas Firmes de las restantes unidades generadoras, ordenadas de menor a mayor costo variable, sin considerar ninguna restricción del sistema o criterios de desempeño mínimo. El costo variable a utilizar será el promedio de los costos variables correspondientes a cada unidad de los últimos doce meses. En el caso de una unidad o central generadora nueva, el costo que se utilizará será el promedio de sus costos variables desde su

entrada en operación hasta el día en que se realiza el cálculo. Si no existiere ningún registro de costos variables para una unidad o central generadora nueva, se utilizará el valor declarado por el Participante Productor.

- c) A las unidades generadoras apiladas y ordenadas según los incisos anteriores, cuya suma de las Ofertas Firmes de centrales generadoras basadas en recursos renovables y Ofertas Firmes de las restantes unidades generadoras sea igual al valor de la Demanda Máxima Proyectada del SNI, se les reconoce una Oferta Firme Eficiente igual a los valores de Oferta Firme apilados. Si la Oferta Firme de la última unidad apilada resulta considerada parcialmente, se le reconoce al total de su Oferta Firme.

2.2.2 Oferta Firme Eficiente de aquellas unidades requeridas por restricciones operativas.

Si existen unidades o centrales generadoras asignadas a generar por restricciones operativas o para cumplir con los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio, tendrán Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de Demanda Firme, con valores iguales a su Oferta Firme. Para asignar estas unidades se realiza un despacho económico para el día de la máxima demanda del sistema, considerando las potencias de las centrales hidroeléctricas iguales a su Oferta Firme, la potencia de las restantes unidades generadoras iguales a su Oferta Firme, los niveles de embalse correspondientes a los niveles promedio del periodo seco y las capacidades de transporte de los elementos de transmisión. Las unidades que resulten requeridas en este despacho y que no hayan sido consideradas en el apilamiento del numeral 2.2.1 también tendrán Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de Demanda Firme.

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 Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de transacciones internacionales de corto plazo o Servicios Complementarios.

Aquellas unidades generadoras 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 corto plazo, para la prestación de servicios complementarios, pero 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 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 Oferta Firme Eficiente y Contratos.

2.2.5.1 La Oferta Firme Eficiente es la máxima potencia que puede comprometer un generador en contratos.

En el caso de los generadores que resulten con Oferta Firme Eficiente 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 periodo 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 (OFETDF) de un Participante Productor "j" se calcula como la suma de la Oferta Firme Eficiente de sus unidades o centrales generadoras "i" no comprometidas en contratos de reserva, más la Oferta Firme Eficiente de las unidades o centrales generadoras que compra por contratos de reserva (OFECDF_j).

$$OFETDF_j = \sum OFEDF_i + OFECDF_j$$

Donde:
OFEDF_i 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.

OFECDF_j 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.

2.2.5.2 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. La Oferta Firme Eficiente de una unidad o central generadora que se incorpore en estas condiciones, no afectará la Oferta Firme Eficiente de las unidades o centrales generadoras calculada originalmente para el Año Estacional siguiente, 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.

Artículo 4. Se modifica el numeral 2.3.6, el cual queda así:

2.3.6 DURACIÓN DE LA PRUEBA DE POTENCIA MÁXIMA

El tiempo correspondiente a la Prueba de Potencia Máxima es igual para todas las unidades generadoras, exceptuando las unidades o centrales hidráulicas que dependen de las condiciones de sus embalses y caudales de aporte para poder realizar la prueba.

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

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.

Artículo 5. Se modifica el numeral 2.5, el cual queda así:

2.5 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 períodos 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 período y la hora en la que se prevé la ocurrencia de la Demanda Máxima Proyectada.

Artículo 6. Se agrega el numeral 2.6, con el siguiente contenido:

2.6 CÁLCULO DE LA DEMANDA FIRME

2.6.1 Declaración de los Distribuidores, Grandes Usuarios y Exportadores

Antes de finalizar la segunda semana de enero de cada año, los Distribuidores, Grandes Usuarios y Exportadores efectuarán la declaración de su proyección de demanda, su metodología de proyección, valores proyectados de energía y potencia por banda horaria, curvas de carga típicas para los días laborales, sábados, domingo y feriados y condiciones previstas en sus instalaciones para la programación de largo plazo, de acuerdo a lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 1.

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 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 para cada caso, definirá la metodología que mejor se ajusta para la proyección de la demanda, considerando la tendencia de la demanda de los Distribuidores, Grandes Usuarios y Exportadores.

2.6.4 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 supere en más del 5% o este 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 cinco días hábiles para esclarecer las fuentes de las discrepancias.

En caso de esclarecerse las diferencias, el AMM proseguirá con el procedimiento de acuerdo a la presente Norma de Coordinación. Caso contrario, el AMM informará a la CNEE en un plazo de cinco días hábiles sobre las discrepancias que hayan surgido. 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, bajo la responsabilidad de cada uno.

En caso 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 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 período 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 a 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 período y la hora prevista para la Demanda Máxima Proyectada y verificada por el AMM.

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.

Artículo 7. Se agrega el numeral 2.7, con el siguiente contenido:

2.7 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:

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

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:

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

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 epilamiento 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 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 fórmula:

$$OF_{Fi} = \text{MAX}(PHMR_i, (PP_i - (0.1 * n)) * (PP_i - PHMR_i)) * \text{coefdisp}_i$$

Donde:

OF_{Fi} = Oferta Firme de la central hidroeléctrica i

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

PP_i = potencia máxima

coefdisp_i = coeficiente de disponibilidad

n = 1, ..., 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 Gradualidad En La Aplicación De La Oferta Firme Eficiente

Para las unidades o centrales generadoras que no resulten con Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme, según lo estipulado en los numerales 2.2.1 y 2.2.2 de esta Norma de Coordinación, se aplicará un período de gradualidad de la siguiente forma:

1. El período de aplicación de la gradualidad será a partir del año estacional 2008-2009 y finalizará en el año estacional 2017-2018

2. Durante el período de aplicación, las unidades generadoras que no resulten con Oferta Firme Eficiente se les reconocerá la misma de la siguiente manera:

a) Para un primer año estacional que la unidad generadora no resulte con Oferta Firme Eficiente, se les reconocerá una Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme igual al 80% de su Oferta Firme.

b) Para un segundo año estacional que la unidad generadora no resulte con Oferta Firme Eficiente, se les reconocerá una Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme igual al 60% de su Oferta Firme.

c) Para un tercer año estacional que la unidad generadora no resulte con Oferta Firme Eficiente, se les reconocerá una Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme igual al 40% de su Oferta Firme.

d) Para un cuarto año estacional que la unidad generadora no resulte con Oferta Firme Eficiente, se les reconocerá una Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme igual al 20% de su Oferta Firme.

e) A partir del quinto año estacional que la unidad generadora no resulte con Oferta Firme Eficiente, no se les reconocerá Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme.

El cálculo de la Oferta Firme Eficiente de las unidades o centrales generadoras que no resulten con Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme, durante el período de gradualidad descrito anteriormente, se efectuará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$OFFE_{in} = (1 - 0.2 * m) * OF_{in}$$

Donde:

$OFFE_{in}$ = Oferta Firme Eficiente de la unidad o central generadora "i" en el Año Estacional "n" que no resulten con Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme, según lo estipulado en los numerales 2.2.1 y 2.2.2 de esta Norma de Coordinación.

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

m = 1, ..., 5 correspondiente al número de Años Estacionales durante el período de gradualidad, en los que la central o unidad generadora resulta sin Oferta Firme Eficiente.

OF_{in} = Oferta Firme de la unidad o central generadora "i" en el Año Estacional "n".

2.7.6 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.

Artículo 8. Se modifica el Anexo 2.1, el cual queda así:

ANEXO 2.1

Cálculo del coeficiente de disponibilidad de las máquinas generadoras

El coeficiente de disponibilidad de una unidad generadora se calcula anualmente a partir de los datos disponibles de los últimos dos años, de la siguiente forma:

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

En donde:

HD: Horas de disponibilidad

HMP: Horas de mantenimiento programadas, incluyendo mantenimientos menores y mantenimientos mayores que se incluyen 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 esta disponible (con independencia de la disponibilidad de agua en el caso de centrales hidroeléctricas) que se calculan así:

$$HED_{in} = \sum_{i=1}^n \frac{PP - PDI}{PP}$$

En donde:

PP: Potencia Máxima Neta

PDI: Potencia Disponible Neta en la hora i (con independencia de la disponibilidad de agua en el caso de centrales hidroeléctricas 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 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 si existen datos de operación con los valores registrados.

Para las Unidades Generadoras que inicien su operación previo a una Programación Anual, el AMM considerará el coeficiente de disponibilidad igual a uno para el período que reste para la siguiente Programación Anual.

Artículo 9. APLICACIÓN. Las presentes 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.

Artículo 10. APROBACIÓN. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13 Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, se sirva aprobarlas.

Dada en la Ciudad de Guatemala el cinco de septiembre de dos mil siete.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

RESOLUCIÓN CNEE- 97-2007

Guatemala, 12 de septiembre de 2007

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo estipulado en el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, contenido en el Decreto Número 93-96 del Congreso de la República, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica entre otras funciones, cumplir y hacer cumplir dicha Ley y sus Reglamentos en materia de su competencia.

CONSIDERANDO:

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

CONSIDERANDO:

Que los artículos 1, de los Reglamentos de la Ley General de Electricidad, y del Administrador del Mercado Mayorista, preceptúan que son Normas de Coordinación todas las disposiciones y procedimientos emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, y que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas con el fin de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 13 literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para cumplir con la legislación vigente, debe aprobar o improbar las Normas de Coordinación propuestas por el Administrador del Mercado Mayorista, así como sus modificaciones;