

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 7267 -Elec

Panamá, 8 de abril de 2014

"Por la cual se aprueba la modificación de la Metodología para la Habilitación de Importación de Energía Eléctrica (MHI), así como la Metodología para el Despacho de Precio y Cálculo de la energía del Mercado en el Mercado de Ocasión (PMO)"

EL ADMINISTRADOR GENERAL, ENCARGADO
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante ASEP), organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", establece el régimen al que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que tal como lo establece el artículo 61 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, antes referida, el Servicio Público de Operación Integrada del Sistema Interconectado Nacional (en adelante SIN), es responsabilidad del Centro Nacional de Despacho (en adelante CND), dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.;
4. Que mediante Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones, se aprobaron las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad (en adelante Reglas Comerciales);
5. Que el numeral 1.1.1.4 de las Reglas Comerciales establece que la implementación de dicha norma se realizará a través de Manuales Detallados de Procedimiento, denominados **Metodologías de Detalle**, los cuales serán desarrollados por el CND con el apoyo del Comité Operativo y la colaboración de los Participantes del Mercado. Dichas Metodologías deberán respetar los criterios, principios y procedimientos generales que se establecen en las referidas Reglas Comerciales y contener todo el detalle necesario para garantizar predictibilidad y transparencia así como evitar conflictos de interpretación;
6. Que el Centro Nacional de Despacho (en adelante CND) sometió a consideración del Comité Operativo en la Sesión Ordinaria No. 294, celebrada los días 7, 10 y 14 de enero de 2014, la propuesta de modificación de la Metodología para la Habilitación de Importación de Energía Eléctrica (MHI), así como la Metodología para el Despacho de Precio y Cálculo de la Energía del Mercado en el Mercado de Ocasión (PMO);
7. Que el numeral 15.4.1.7 de las referidas Reglas Comerciales indica que el procedimiento para elaboración o ajuste y aprobación de una Metodología es el siguiente:
 - a) "Las propuestas o modificaciones de Metodologías las elaborará el CND, quien puede solicitar apoyo al Comité Operativo. Una vez se tengan las



Resolución AN No. 7267 -Elec
Panamá, 8 de abril de 2014
Página N° 2

propuestas, las mismas deberán ser presentadas al Comité Operativo mediante un informe que incluya su justificación y las reglas cuyo detalle implementa.

- b) El Comité Operativo tendrá un plazo no mayor de 20 días calendario después de recibido el informe del CND para aprobar, modificar o rechazar las propuestas, lo cual hará a través de un Informe de Metodología que será remitido al CND. Excedido este plazo sin que se presente el referido informe, se entenderá que el Comité Operativo está de acuerdo con la propuesta del CND.
 - c) El CND, en un plazo no mayor de 7 días calendario después de recibido el informe del Comité Operativo, remitirá a la ASEP el Informe Final de Metodología, el cual incluirá el informe del Comité Operativo y las observaciones y/o comentarios que tenga a dicho informe.
8. Que en cumplimiento del literal b) del numeral 15.4.1.7, el Comité Operativo aprobó la propuesta presentada por el CND, y mediante la Nota CO-002-2014 de 4 de febrero de 2014, remitió al CND la referida propuesta de modificación de la Metodología para la Habilitación de Importación de Energía Eléctrica (MHI), así como para la Metodología para el Despacho de Precio y Cálculo de la Energía del Mercado en el Mercado de Ocasión (PMO);
9. Que en atención al literal c) de la norma antes descrita, el CND, en tiempo oportuno, mediante nota ETE-DCND-009-2014 de 10 de febrero de 2014, remitió a esta Autoridad Reguladora, el Informe Final de Metodología No. CND-02-2014 de 10 de febrero de 2014, relacionado con la propuesta de modificación de la Metodología para la Habilitación de Importación de Energía Eléctrica (MHI); y con la Metodología para el Despacho de Precio y Cálculo de la Energía del Mercado en el Mercado de Ocasión (PMO);
10. Que esta Autoridad Reguladora considera que la propuesta presentada por el CND, cumple con los requisitos establecidos en las Reglas Comerciales, por lo que,

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la propuesta de la Metodología para la Habilitación de Importación de Energía Eléctrica (MHI), presentada por el Centro Nacional de Despacho (CND), dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., cuyo texto unificado se transcribe en el ANEXO A de la presente Resolución; así como la Metodología para el Despacho de Precio y Cálculo de la Energía del Mercado en el Mercado de Ocasión (PMO), cuyo texto unificado se transcribe en el ANEXO B de la presente Resolución, el cual forma parte integral de la misma.

SEGUNDO: Esta Resolución rige a partir de su publicación.

Fundamento de Derecho: Ley No.26 de 29 de enero de 1996 y sus modificaciones; Texto Único de la Ley No.6 de 3 de febrero de 1997; Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones; y demás disposiciones concordantes.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,

EDWIN CASTILLO
Administrador General, Encargado

**ANEXO A**

RESOLUCIÓN AN No. 3267 –Elec de 8 de abril de 2014

Por la cual se aprueba “Por la cual se aprueba la modificación de la Metodología para la
Habilitación de Importación de Energía Eléctrica (MHI), así como la Metodología para el
Despacho de Precio y Cálculo de la energía del Mercado en el Mercado de Ocasión
(PMO)”



METODOLOGÍA PARA LA HABILITACIÓN DE IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

(MHI.1) OBJETIVO

- (MHI.1.1) Definir la metodología y establecer las condiciones que habilitan la importación de energía eléctrica, bien sea a través del Mercado de Contratos o de ofertas de importación en el Mercado de Oportunidad del Mercado Eléctrico Regional (MER).

(MHI.2) PROGRAMAS PARA EL MERCADO DE CONTRATOS

(MHI.2.1) Normas Generales.

- (MHI.2.1.1) *"El CND tiene la responsabilidad de realizar la administración comercial y la coordinación de las transacciones de importación y exportación."*(Numeral 13.1.1.1 de las Reglas Comerciales el Mercado Mayorista de Electricidad).
- (MHI.2.1.2) *"Los contratos de importación y exportación deben cumplir los requisitos definidos para el Mercado de Contratos, y serán administrados de acuerdo a los mismos procedimientos que los contratos nacionales salvo las diferencias que se explicitan en estas Reglas Comerciales, bajo los principios de reciprocidad, competencia, calidad, seguridad y confiabilidad."* (Numeral 13.2.1.1 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad).
- (MHI.2.1.3) *"Los contratos de importación y exportación de los Participantes Nacionales no establecen de manera anticipada un compromiso de intercambio físico en las Redes de Interconexión Internacional. El uso físico de las interconexiones será determinado en el proceso de programación del despacho realizado por el CND en coordinación con el EOR y/o el OS/OM del país correspondiente"* (Numeral 4.1.1.3 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad).
- (MHI.2.1.4) *"El CND deberá establecer por Metodología el detalle de plazos y procedimiento para suministro de información de contratos de importación y exportación, y para su autorización, así como para el cálculo de la capacidad disponible en las redes de interconexión internacional y para interrupción o reducción de un intercambio de un contrato de importación o exportación autorizado."* (Numeral 13.2.1.5 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad).



- (MHI.2.1.5) *“Para la administración comercial y coordinación de las operaciones de importación y exportación regionales, el CND dará cumplimiento a lo dispuesto en el Reglamento del MER y en los Reglamentos nacionales. El CND definirá los nodos en los cuales se podrán presentar ofertas de importación y/o exportación”.* (Numeral 13.1.1.3 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad).
- (MHI.2.1.6) *“Las disposiciones relativas a Contratos Firmes establecidas en el RMER y el mecanismo de asignación de los Derechos de Transmisión quedan temporalmente suspendidas hasta que la CRIE emita una disposición al respecto.”* (Resuelve Tercero .a. de la Resolución N° CRIE-P-17-2012).
- (MHI.2.1.7) Todos los agentes habilitados y autorizados podrán realizar transacciones tanto en contrato como de oportunidad en cualquier nodo de la RTR ; y los equipos de medición ubicados en estos nodos serán compartidos por todos los agentes para poder determinar el monto de la transacción que le corresponde a cada uno.
- (MHI.2.2) **Participantes.**
- (MHI.2.2.1) Cualquier Participante del Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá que este habilitado y autorizado para participar en el MER. (Libro I 3.4.1 del RMER).
- (MHI.2.3) **Plazo de los Contratos.**
- (MHI.2.3.1) Los plazos aplicables para la entrega de los contratos y programas de importación se detallan a continuación:
- “Con las excepciones que se aplican a los contratos de importación y exportación, de acuerdo a lo que establecen las presentes Reglas Comerciales, los plazos de anticipación para que un Participante presente al CND un contrato y el plazo en que el CND debe responder sobre su administración, deben ser los siguientes:*
- a) Para contratos cuya duración sea mayor o igual que dos meses, la anticipación requerida no podrá ser mayor que 15 días. El CND debe responder a los Participantes que sean parte en un plazo no mayor que 5 días hábiles, indicando su autorización o pidiendo clarificaciones o rechazando el contrato.*



b) Para contratos cuya duración sea menor que dos meses pero mayor o igual que 15 días, la anticipación requerida no podrá ser mayor que una semana. El CND debe responder a los Participantes que sean parte en un plazo no mayor que 3 días hábiles, indicando su autorización o pidiendo clarificaciones o rechazando el contrato.

c) Para contratos cuya duración sea menor que 15 días pero mayor que un día, la anticipación requerida no podrá ser mayor que dos días hábiles. El CND debe responder a los Participantes que sean parte en un plazo no mayor que un día hábil, indicando su autorización o pidiendo clarificaciones o rechazando el contrato.

d) Para contratos cuya duración sea menor o igual que un día, la anticipación requerida no podrá ser mayor que un día hábil. El CND debe responder a los Participantes que sean parte el mismo día, indicando su autorización o pidiendo clarificaciones o rechazando el contrato. "(Numeral 4.2.1.2 de las Reglas Comerciales)

(MHI.2.3.2) Los Contratos de Importación cumplirán los plazos establecidos en MHI 2.3.1 y deberán ser instrumentados mediante Programas de Importación diarios. La presentación de estos Programas al CND deberá realizarse a través del formato y medio oficial de comunicación, los cuales serán informados oportunamente. Los plazos para la presentación de estos programas al CND deberán realizarse con un plazo de por lo menos 2 días antes de la vigencia de los mismos.

(MHI.2.4) **Procedimiento.**

(MHI.2.4.1) **Proceso de Viabilidad y Asignación de Programas de Importación (Firmes y No Firmes)**

1. El CND verifica la viabilidad de los programas de importación recibidos (MW) en tiempo según el (MHI.2.3.2) y en la forma que se establezca. Para tal fin, la suma de los programa individuales suministrados por agente, deben limitarse horariamente a las Máximas transferencias posible, entre áreas de control Norte-Sur de Panamá.
2. Una vez aceptados los programas, estos son asignados a los nodos de la RTR (puntos de medida), de manera proporcional de acuerdo a la generación a reducir determinada en el Predespacho nacional Regional y al orden de mérito descendente del costo variable aplicable al despacho. La totalidad de los contratos sólo podrán ser



limitados en función de la cantidad máxima disponible a reducir horariamente, prevista en el Predespacho Nacional Regional.

2. A más tardar a las 9:00 horas del día antes de entrar en vigencia el programa de importación, el CND informará a los agentes la asignación de los nodos de la RTR (puntos de medida) y la cantidad de MW asociados a los programas.
4. Los Agentes gestionaran con su contraparte los programas, considerando los nodos de la RTR (puntos de medida) y los MW que fueron asignados por el CND.
5. A más tardar a las 10:00 horas del día antes de entrar en vigencia el programa de importación, los agentes remitirán al CND las plantillas con toda la información necesaria de los programas de importación.
6. A más tardar a las 11:00 horas del día antes de entrar en vigencia el programa de importación, el CND procesa y envía los programas de importación al EOR.
7. De darse inconsistencias en los programas, el EOR informara al CND antes de las 11:30 y este a su vez informará a los agentes quienes tendrán hasta las 12:00 horas para corregir las inconsistencias. El CND deberá enviarlas al EOR antes de las 12:30 horas.

(MHI.2.4.2) Modificaciones

Se aceptarán los cambios a los programas de importación, acordados por las partes, siempre y cuando no aumenten las cantidades de energía pactadas y se mantenga el nodo de la RTR (punto de medida) indicado por el CND. Estos cambios, deberán ser presentados a las 8:30 horas del día antes de entrar en vigencia.

(MHI.2.4.3) Modelación

Para el caso de los contratos de importación, el costo variable aplicable al despacho será cero y la energía ofrecida bajo estos contratos será tratada de la misma forma que la disponibilidad declarada por un Participante Productor Nacional, es decir, estará sujeto al despacho económico.

El CND deberá modelar el programa de importación como un participante productor ubicado en los nodos interconexión internacional, con una potencia y/o energía igual a la declarada en el programa de importación.

(MHI.2.4.4) Optimización



El despacho de las transferencias de importación de energía eléctrica por contratos, a través de interconexiones internacionales, se hará en función de los montos de energía establecidos en un programa de importación de acuerdo al contrato, y este programa se cumplirá como resultado del despacho económico.

(MHI.2.4.5) **Conciliación**

"El CND debe asignar los cargos o créditos que surjan como resultado de un contrato de importación dentro del Mercado de Panamá, ya sea en el Mercado Ocasional o por compensaciones de potencia (para contratos de importación de potencia), pérdidas de energía o servicio por uso de red de transmisión, al Participante Nacional que es la parte compradora." (Numeral 13.2.1.3 de las Reglas Comerciales).

(MHI.3) **METODOLOGÍA PARA EL MERCADO DE OPORTUNIDAD**

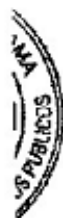
(MHI.3.1) **Normas Generales.**

(MHI.3.1.1) *"Artículo 87. Transferencias a corto plazo. Las transferencias a corto plazo serán realizadas por la Empresa de Transmisión, en su función de gestora de la operación integrada del sistema interconectado nacional, de acuerdo con el Reglamento de Operación". (Ley 6 del 3 de febrero de 1997).*

(MHI.3.1.2) En el ejercicio de sus funciones de operador del SIN y para optimizar su funcionamiento, el CND puede intermediar en la compra y venta de energía eléctrica de terceros en la importación de ocasión. El CND debe brindar este servicio con neutralidad y transparencia, sin que le produzcan ni una renta ni una pérdida, y de acuerdo a los procedimientos y criterios que se definen en las Reglas Comerciales y el Reglamento de Operación.

(MHI.3.1.3) *"Las ofertas y requerimientos de transacciones de ocasión con el MER o con países interconectados no miembros del MER deben ser intercambiados entre el CND y el EOR o el OS/OM del respectivo país, y corresponden a intercambios de oportunidad. Se entiende por importación y exportación de ocasión a la que resulta entre el Mercado Ocasional de la República de Panamá y el Mercado de Oportunidad Regional o el Mercado de Corto Plazo en el otro país o, de no existir este tipo de Mercado en el otro país, el despacho económico del sistema eléctrico del otro país" (Numeral 13.4.1.1 de las Reglas Comerciales).*

(MHI.3.1.4) *"Las ofertas de importación y exportación de ocasión para el Mercado Ocasional deben cumplir los mismos plazos y ser administrados con los mismos procedimientos que la información de generación y consumos en el Mercado Ocasional de Participantes Nacionales, salvo*



aquellas diferencias establecidas en las presentes Reglas Comerciales". (Numeral 13.4.1.2 de las Reglas Comerciales).

(MHI.3.1.5) *" El CND debe modelar la importación de ocasión como un Generador con un GGC ubicado en los nodos de interconexión con una potencia y/o energía igual a la importación de ocasión prevista o programada en el MER, o la ofertada en un enlace extrarregional. Mediante Metodología de Detalle se deberá establecer el criterio y procedimiento para realizar las ofertas de importación de ocasión del MOR o de otro país". (Numeral 13.4.1.3 de las Reglas Comerciales).*

(MHI.3.1.6) *El CND debe calcular los cargos o créditos que surjan como resultado de una importación o exportación en el Mercado Ocasional, y debe agregarlos o descontarlos respectivamente al monto de la liquidación de los agentes responsables de la energía importada o exportada en el Mercado Ocasional. Cuando corresponda, el CND debe liquidar el saldo neto al EOR para que dicho organismo lo liquide en el MER. (Numeral 13.4.1.5 de las Reglas Comerciales).*

(MHI.3.1.7) *En el caso que la energía inadvertida resulte entrando al Sistema Interconectado Nacional, el CND deberá asignar el cobro de la misma de manera proporcional a los Participantes del Mercado que compren en el Mercado Ocasional. Para el caso de la energía inadvertida que resulte saliendo del Sistema Interconectado Nacional, el CND deberá asignar el pago recibido por la misma de manera proporcional a los Participantes que vendan en el Mercado Ocasional. (Numeral 13.5.1.2 de las Reglas Comerciales).*

(MHI.3.2) **Participantes.**

(MHI.3.2.1) El Centro Nacional de Despacho (CND).

(MHI.3.3) **Procedimiento**

(MHI.3.3.1) **Proceso y Asignación de Ofertas de Oportunidad de Importación**

1. Asignados a los respectivos nodos de la RTR (puntos de medida) los programas de importación, el CND calcula la capacidad remanente en cada uno de estos puntos.

2. De existir capacidad remanente, el CND realizará ofertas de oportunidad de importación en los nodos RTR (puntos de medida), siguiendo el orden de mérito descendente (de mayor costo a menor costo) según el costo variable de las unidades térmicas y/o costo de oportunidad o costo marginal del sistema para las centrales hidráulicas.



3. Las ofertas de oportunidad serán en los nodos de la RTR (puntos de medida) donde está la generación que es posible reducir (de la unidad marginal hacia abajo) aplicando los costos que la importación pueda generar en el Mercado Nacional.

4. Toda la información será enviada al EOR a más tardar a las 14:00 horas, junto con el Predespacho Nacional Regional (Libro II, numeral 5.12.1 literal a).

5. El EOR enviará a las 15:30 horas el Predespacho Regional, con la información de las transacciones casadas tanto en contratos y oportunidad.

6. El CND verificará los resultados del Predespacho regional, de tener alguna objeción solicitará un ajuste al Predespacho regional antes de las 17:15 horas.

7. A las 18:00 horas el EOR enviará el Predespacho Regional definitivo.

8. El CND informará, antes de las 19:00 horas, a todos los Participantes Nacionales, el detalle de las transacciones del MER.

(MHI.4) Casos especiales (Racionamiento y Vertimiento)

(MHI.4.1) El CND despachará el SIN siguiendo las reglas y el Despacho Económico. En caso de posible racionamiento en el SIN, el CND realizará todas las gestiones necesarias para obtener a través de los agentes nacionales o en nombre del CND todas los contratos y ofertas de importación que pueden ayudar a solventar la situación de racionamiento.

(MHI.4.2) En el caso de centrales hidráulicas, cuando la programación en un horizonte de 6 semanas muestre una probabilidad de vertimiento mayor al 50%, el CND deberá informar a los agentes nacionales de esta situación y suspender los trámites tanto para los contratos como las ofertas de importación.

(MHI.4.3) Mecanismo para incentivar la importación de energía para mitigar riesgo de desabastecimiento en plantas con regulación mayor a 90 días:

Si en el Predespacho Semanal se presentan resultados de uso de recurso de generación superior a los obtenidos en el Estudio de Mediano Plazo que incorpora la restricción de Curva de Aversión al Riesgo (CAR), el CND creará una curva de oferta horaria de importación para mitigar el riesgo de desabastecimiento siempre que la producción prevista supere los 10 MWh en una determinada hora.



(MHI.4.3.1) Las Curvas de Oferta en cada nodo para importación de energía deben definirse mediante una función polinómica de primer grado, utilizando como información para su confección los siguientes datos:

- i) Generación Prevista en el Predespacho Semanal para Bayano y Fortuna
- ii) El menor entre el Costo Marginal del Sistema (CMS) y el Costo Variable (CV) aplicable al despacho según la CVA para Fortuna y Bayano.
- iii) El menor entre el Costo de Energía No Suministrada utilizado en el Estudio de planeamiento por el CND y el Costo de Oportunidad resultante del Estudio de Mediano Plazo Estocástico con CAR para Fortuna y Bayano según MRD.

(MHI.4.3.2) Se debe considerar que los puntos utilizados definan una función estrictamente decreciente. Con lo cual se evaluarán las ofertas distribuidas de la siguiente forma 10%, 25%, 50%, 75% y 100% de la producción horaria prevista.

(MHI.5) **Desviaciones (Energía inadvertida).**

(MHI.5.1) En el caso que la energía inadvertida resulte entrando al Sistema Interconectado Nacional, el CND deberá asignar el cobro de la misma de manera proporcional a los Participantes del Mercado que compren en el Mercado Ocasional. Para el caso de la energía inadvertida que resulte saliendo del Sistema Interconectado Nacional, el CND deberá asignar el pago recibido por la misma de manera proporcional a los Participantes que vendan en el Mercado Ocasional. (Numeral 13.5.1.2 de las Reglas Comerciales).

(MHI.5.2) Los desvíos de las transacciones internacionales serán tratados de acuerdo a lo establecido en (Libro II 5.17 del RMER y en la Sección Segunda punto 6 del PDC).

(MHI.6) **Energía de Emergencia al MER.**

(MHI.6.1) Ante condiciones de emergencias, en el MER, estas se manejarán a través del procedimiento de Redespacho definido por el EOR.

**ANEXO B**

RESOLUCIÓN AN No. 7267 -Elec de 8 de abril de 2014

Por la cual se aprueba "Por la cual se aprueba la modificación de la Metodología para la
Habilitación de Importación de Energía Eléctrica (MHI), así como la Metodología para el
Despacho de Precio y Cálculo de la energía del Mercado en el Mercado de Ocasión
(PMO)"



Metodología del Despacho de Precio y Cálculo del Precio de la Energía del Mercado de Ocasión

(PMO.1) Objeto

(PMO.1.1) Este documento establece la metodología de los detalles para realizar el Despacho de Precio y el posterior Cálculo del Precio de la Energía en el Mercado Ocasional.

(PMO.2) Procedimiento

(PMO.2.1) Luego de concluida la jornada diaria se analizarán los resultados para determinar el precio de la energía en el Mercado Ocasional. Para tal efecto se utilizará el mismo modelo con el que se elaboró el Predespacho, según el Numeral 9.5.1.2 de Las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad.

(PMO.2.2) La simulación se realizará utilizando un sistema simplificado.

(PMO.2.2.1) La red de transmisión será modelada como un nodo único.

(PMO.2.2.2) Se utilizará la demanda real en intervalos de 15 minutos con las importaciones y/o exportaciones según sea el caso e incluyendo las pérdidas de transmisión. Esto se logrará tomando, hasta donde sea posible, la generación neta (energía) de cada uno de los participantes que aportaron al sistema en el intervalo así como la energía neta en la interconexión.

(PMO.2.2.2.1) Cuando no sea posible determinar la generación neta mediante medición directa se estimará el consumo de auxiliares de la planta mediante una tabla previamente acordada con los participantes.

(PMO.2.2.3) Las unidades hidráulicas serán representadas como unidades térmicas con el costo determinado por el costo del agua para la semana.

(PMO.2.2.4) Para cada unidad se considerará como oferta real disponible, el mayor valor de la potencia declarada para el predespacho diario y la comprobada en caso de regreso de una indisponibilidad, según sea el caso. Exceptuando:

- Las unidades de pasada, los autogeneradores con ofertas de excedentes no firmes y los cogeneradores que se modelarán con la energía real entregada, salvo en los casos de indisponibilidad, donde se utilizará la potencia entregada de la última hora. En el caso de las unidades de pasada debidamente



monitoreadas por el CND, cuando se requiera disminuir su generación por una restricción no atribuible al Agente Productor, dichas unidades serán consideradas en el despacho de precio con su Potencia Máxima Despachable.

- Las importaciones que se modelaran con la energía real entregada.

- (PMO.2.2.5) Las unidades serán modeladas considerando todas sus restricciones o limitaciones operativas, es decir, tiempo de arranque, carga mínima y máxima, rampa de subida y bajada de carga, tiempo mínimo de corrida, tiempo mínimo de re-arranque así como cualquier otra que declare el participante. Estas mismas limitaciones fueron las consideradas en la elaboración del predespacho.
- (PMO.2.2.6) Se verificará el debido cumplimiento de los requisitos de Reserva Operativa (MRO) y de ser necesario se incluirán unidades para satisfacerlos. Para tal efecto se considerará como disponibilidad máxima la Potencia Máxima Despachable descrita en la (MRO.2.7), es decir que las restricciones de reserva rodante siempre serán consideradas en el Cálculo del Precio de Mercado Ocasional.
- (PMO.2.2.7) "El CND debe calcular el precio de la energía con el costo variable aplicable al despacho de la última oferta térmica requerida por el despacho de precio para cubrir la demanda a abastecer con calidad, medida como la demanda más la reserva de corto plazo vigente, en el centro de carga del sistema. En caso de que por fallas en la red, el sistema se abra en dos o más sub sistemas, se calculará un precio para cada sub sistema con el mismo procedimiento y criterios definidos para el despacho de precio (utilizando la demanda y generación de cada sub sistema)", numeral 9.5.1.4 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad.
- (PMO.2.2.8) "En los casos en que surja una condición de emergencia o racionamiento o falta de reserva, el precio quedará definido por la última unidad de falla a la que el despacho asigne energía." (Numeral 9.5.1.5 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad).
- (PMO.2.2.9) En caso de racionamiento la demanda debe incluir el estimado de carga racionada y se debe aplicar el costo de la unidad de falla que resulte despachada por el modelo.

- (PMO.2.3) El modelo determinará el costo marginal para cada intervalo de 15 minutos. Si la



razón entre los costos marginales de cada intervalo es inferior o igual a 2:1 el Precio de la Energía en el Mercado de Ocasión para la hora será el más alto de los cuatro costos marginales. Si la razón excede el 2:1 el Precio de la Energía en el Mercado de Ocasión para la hora se calculará multiplicando la energía suministrada en cada intervalo de 15 minutos por el costo marginal en dicho intervalo y dividiendo la suma de los resultados para los cuatro intervalos entre la energía total de la hora.

- (PMO.2.4) Salvo los casos indicados en la Metodología a Aplicar cuando hay Generación Obligada, sólo las unidades térmicas que en el despacho real fueron despachadas y tienen un costo variable superior al Precio de la Energía en el Mercado de Ocasión será considerada como Generación Obligada.
- (PMO.3) **Importación de Energía Ocasional del MER**
- (PMO.3.1) La importación de energía en el nodo de Progreso tiene dos orígenes a saber: Compras de Participantes Nacionales o compras por intermedio del CND para el Mercado Ocasional de Panamá.
- (PMO.3.2) Las Compras de Participantes Nacionales se le asignarán a éstos, junto con los cargos que correspondan.
- (PMO.3.3) Las Compras intermediadas por el CND se distribuirán entre los Participantes Nacionales que estén comprando en el Mercado Ocasional en esa hora.
- (PMO.3.4) En el caso en que durante un período horario exista energía comprada por intermedio del CND y el costo de ésta no corresponda al Precio de la Energía en el Mercado Ocasional, se procederá como sigue:
- (PMO.3.4.1) Si el precio de la energía proveniente del MER es menor al Precio de la Energía en el Mercado de Ocasión, aquella se liquidará al precio del Mercado Ocasional y la diferencia se le acreditará a los Participantes Nacionales que compran en el Mercado Ocasional en esa hora.
- (PMO.3.4.2) Si el precio de la energía proveniente del MER es mayor al Precio de la Energía en el Mercado de Ocasión, aquella se liquidará al precio del Mercado Ocasional.
- 1) En los casos de que la importación sea por requerimiento de la CAR se considerará de conformidad al MGO.B.
 - 2) En el resto de los casos, la diferencia se le cargará a los Participantes Nacionales que compran en el Mercado Ocasional en esa hora.