



República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 6339 -Elec Panamá, 25 de octubre de 2013

"Que aprueba la Metodología de Detalle para la Programación Semanal y Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base (MPS)"

LA ADMINISTRADORA GENERAL,
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 el artículo 59 del Texto Único de la referida Ley 6 establece que la Operación Integrada es un servicio de utilidad pública que tiene por objeto atender, en cada instante, la demanda en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), en forma confiable, segura y con calidad de servicio, mediante la utilización óptima de los recursos de generación y transmisión disponibles, incluyendo las interconexiones internacionales, así como administrar el mercado de contratos y el mercado ocasional y la misma está a cargo del Centro Nacional de Despacho (CND), dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA);
4. Que el artículo 60 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 señala las funciones de la Operación Integrada, las cuales deberán realizarse citándose a lo establecido en el Reglamento de Operación;
5. Que mediante Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, en adelante Reglas Comerciales, con la finalidad de contar con normas claras y precisas que garanticen la transparencia del mercado y de sus precios;
6. 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 Reglas Comerciales y contener todo el detalle necesario para garantizar predictibilidad y transparencia así como evitar conflictos de interpretación;

[Handwritten signature]



Resolución AN No. 6737 -Elec
Panamá, 25 de octubre de 2013
Página N° 2

7. Que las modificaciones introducidas a las Reglas Comerciales a través de las Resoluciones AN No.6007-Elec de 13 de marzo de 2013 y AN No.6166-Elec de 27 de mayo de 2013, hacen necesario realizar cambios a la Metodología de Detalle para la Programación Semanal y Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base (MPS);
8. 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:
 - 7.1. "Las propuestas o modificaciones de Metodologías las elaborará el CND, quien puede solicitar apoyo al Comité Operativo. Una vez se tengan las propuestas, las mismas deberán ser presentadas al Comité Operativo mediante un informe que incluya su justificación y las reglas cuyo detalle implementa.
 - 7.2. 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.
 - 7.3. 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."
9. Que mediante Nota No. ETE-DCND-039-2013 de 14 de agosto de 2013, el CND presentó a la ASEP el Informe Final de Metodología No. CND-07-2013, por lo que al cumplir con lo establecido en el numeral 15.4.18 de las Reglas Comerciales, la ASEP mediante Nota DSAN No. 2287-13 de 16 de septiembre de 2013, envió comentarios que, a juicio de esta Autoridad Reguladora, son necesarios incluir, así como las modificaciones propuestas por el CND al Comité Operativo;
10. Que el Comité Operativo remitió mediante Nota No. CO-024-2013 de 1 de octubre de 2013, el documento al cual se refiere el considerando anterior, con una serie de comentarios al texto del mismo;
11. Que por otro lado el CND mediante Nota No. DCND-GOP-961-2013 de 4 de octubre de 2013, presentó por segunda vez a esta Autoridad Reguladora para su respectivo análisis los comentarios relacionados con la propuesta de modificación;
12. Que la ASEP mediante Nota DSAN No. 2618-2013 de 16 de octubre de 2013, envió nuevamente para el análisis del Comité Operativo las modificaciones a dicho proyecto de metodología; en vista que los cambios propuestos eran considerables, esta Autoridad Reguladora consideró pertinente que el referido Comité analizara los mismos;
13. Que finalmente, el Comité Operativo remitió la Nota No. CO-028-2013 de 24 de octubre de 2013 indicando a esta Autoridad Reguladora sus comentarios finales a la metodología indicada;
14. Que en atención a lo antes expuesto y a lo establecido en el numeral 15.4.1.8 de las Reglas Comerciales, corresponde a la ASEP aprobar, modificar o rechazar la propuesta incluida en el Informe Final de la "Metodología de Detalle para la

9/2



Resolución AN No. 6237 -Elec
Panamá, 25 de octubre de 2013
Página N° 3

Programación Semanal y Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base (MPS)";

15. Que esta Autoridad Reguladora, luego de analizar todos los comentarios, así como la propuesta de modificación, considera que la misma cumple con los requisitos establecidos en las Reglas Comerciales, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: MODIFICAR la Metodología de Detalle para la Programación Semanal y Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base (MPS), cuyo texto unificado se transcribe en el **ANEXO A** 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,


ZELMAR RODRÍGUEZ CRESPO
Administradora General

En Panamá a los veintiocho (28) días
del mes octubre de 2013
a las 11:23 de la AM
Notifico al Sr. Moisés Herrera de la
Resolución que antecede.


238-1437

El presente Documento es fiel copia de su Original Según
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad
Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 28 días del mes de octubre de 20 13


FIRMA AUTORIZADA





ASEP

Autoridad Nacional
de los Servicios Públicos

ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 6737 -ELEC DE 25 DE octubre DE 2013



Metodología para la Programación Semanal y Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base

(ATENCIÓN: Este procedimiento deberá leerse conjuntamente con los siguientes procedimientos y en el orden que a continuación se indica: 1°. Cálculo del Valor del Agua; 2°. Mitigación del Riesgo de Desabastecimiento; 3°. Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios; 4°. Despacho de Precio y Cálculo del Precio de la Energía del Mercado de Ocasión.)

(MPS.1) **Objetivos**

(MPS.1.1) Establecer la metodología a seguir para la elaboración del programa de despacho semanal.

(MPS.1.2) Establecer Criterios para determinar el ciclado de las unidades térmicas.

(MPS.2) **Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base**

(MPS.2.1) Tal como lo señala el Reglamento de Operación (MDP.2.2), para todas las unidades, los participantes deben haber sometido al CND la información referente a los diversos tiempos requeridos para la operación. En particular se requieren los siguientes (ver diagrama adjunto):

(MPS.2.1.1) **Tiempo Mínimo de Arranque:** Es el tiempo entre la orden de arrancar del CND y la sincronización de la Unidad. Dependiendo de la unidad, este tiempo puede estar afectado por el estado de la unidad en cuyo caso debe especificarse, por ejemplo: el Tiempo Mínimo de Arranque en Frío.

(MPS.2.1.2) **Tiempo Mínimo de Corrida:** Es el tiempo mínimo que debe transcurrir entre la sincronización de la unidad y su posterior desconexión. Aplicable a algunas unidades que por restricciones inherentes a su diseño deben permanecer en línea un tiempo dado.

(MPS.2.1.3) **Tiempo Mínimo de Parada:** Es el tiempo mínimo en que se puede realizar la operación de parada, es decir el tiempo transcurrido entre la orden de parada del CND hasta que la unidad esté disponible nuevamente para ser arrancada.

(MPS.2.1.4) **Tiempo Mínimo de Re-Arranque:** Es el tiempo mínimo que puede transcurrir entre la desconexión de la unidad y la subsiguiente sincronización.



- (MPS.2.1.5) **Ciclo Mínimo de Corrida y Re-Arranque** Es la suma del tiempo Mínimo de Corrida y Tiempo Mínimo de Re-Arranque para una unidad.
- (MPS.2.1.6) Los valores declarados como parámetros operativos de las unidades tienen que ser valores límites inherentes al diseño de las unidades y no deben reflejar restricciones de tipo económico.
- (MPS.2.2) El costo de arranque será considerado por el modelo de despacho económico para determinar si la unidad será despachada.
- (MPS.2.3) En el caso que los resultados del modelo indiquen que la solución más económica para la semana requieren el ciclado de unidades, los costos de arranque y/o generación obligada causados por este ciclado se asignarán al Servicio Auxiliar de Seguimiento de la Demanda y serán remunerados de acuerdo a lo establecido en el numeral 10.7 de las Reglas Comerciales.
- (MPS.3) **Pre despacho Semanal**
- (MPS.3.1) Esta metodología debe aplicarse semanalmente después de haber llevado a cabo los procedimientos detallados en la Metodología para el Cálculo del Valor del Agua (CVA) y la Metodología para la Mitigación del Riesgo de Desabastecimiento (MRD).
- (MPS.3.2) El modelo de despacho económico es el programa denominado RESOURCE SCHEDULING (RS) incorporado en el Sistema RANGER instalado en el CND.
- (MPS.3.3) Los detalles técnicos de como introducir los datos al sistema y ejecutar el programa están resumidos en la RESOURCE SCHEDULING - GUÍA de USUARIO, elaborada por el CND.
- (MPS.3.4) La Base de Datos del sistema RANGER debe contener la siguiente información actualizada de cada una de las unidades térmicas: (i) las curvas de consumo de combustible; (ii) los costos variables de Operación y Mantenimiento; (iii) los costos de arranque; (iv) los parámetros operativos y (v) los costos de combustibles. Estos datos serán también utilizados por el módulo de Despacho Económico (ED) en el despacho de tiempo real.
- (MPS.3.5) Las unidades hidráulicas asociadas a embalses con regulación mayor a noventa (90) días serán modeladas como unidades térmicas. Las curvas de consumo marginal de combustible para estas unidades serán de la forma:

$$Q = 1 + \beta(P - P_{min}) \text{ donde } \beta = \frac{0.001}{P_{max} - P_{min}}$$



- (MPS.3.6) El precio del combustible utilizado por las unidades hidráulicas con embalse, con regulación mayor a noventa (90) días, será el precio por megavatio hora (MWh) que se obtiene del Estudio Mediano Plazo Determinístico definido en la Metodología para el Cálculo del Valor del Agua.
- (MPS.3.7) Las unidades hidráulicas de filo de agua o con embalses de regulación igual o menor a noventa (90) días, serán modeladas a costo variable cero (0) atendiendo la distribución de energía resultante de la simulación Determinística del SDDP para la semana de despacho sin restricciones de redes.
- (MPS.3.8) Los datos para la semana de despacho serán incorporados a la base de datos del RS de la siguiente manera:
- (MPS.3.8.1) La demanda será modelada en 672 bloques de quince (15) minutos de duración.
 - (MPS.3.8.2) Las restricciones temporales debido a mantenimientos o indisponibilidad de plantas, subestaciones o líneas, serán incluidas en el modelado (ver CVA.2.2.3 y CVA.2.4).
 - (MPS.3.8.3) Se utilizará la disponibilidad declarada por el participante.
 - (MPS.3.8.4) El tratamiento para los autogeneradores y cogeneradores, será de conformidad a la Metodología para la Participación de Autogeneradores y Cogeneradores en el Mercado Mayorista de Electricidad (ACG).
 - (MPS.3.8.5) Los contratos de importación vigentes para la semana serán incluidos como transacciones de importación despachables al costo declarado por el participante que realiza la importación.
 - (MPS.3.8.6) Los contratos de exportación serán incluidos como transacciones de exportación firmes.
 - (MPS.3.8.7) Se incluirán los requisitos de reserva rodante y de reserva operativa de acuerdo a lo señalado en el MRO.
 - (MPS.3.8.8) Las unidades de falla serán incluidas como transacciones de importación despachables.
- (MPS.3.9) El modelo debe considerar y resolver en la forma más económica las decisiones de arranque y parada de unidades térmicas ("Unit Commitment"), modelando adecuadamente, los tiempos mínimos en las secuencias de arranque-corrida-parada y los costos asociados a estas maniobras.



(MPS.3.10) Para efectos de determinar el Predespacho Semanal, el CND realizará lo siguiente:

- (MPS.3.10.1) Como primer paso, el CND realizará un estudio inicial de Predespacho Semanal sin exportaciones ni importaciones, para obtener el "Unit Commitment", verificando el cumplimiento de los criterios de Seguridad Operativa y Reserva Operativa establecidos en la Metodología para la Cuantificación y Asignación de Reserva Operativa (MRO). No se considerarán las restricciones de calidad, así como cualquier otra restricción de transmisión (incluyendo restricciones de Seguridad Operativa y Reserva Operativa que surjan por incumplimientos en el criterio de seguridad N-1, ni las restricciones de seguridad para garantizar el suministro que resulten de la aplicación de la Metodología para la Mitigación del Riesgo de Desabastecimiento (MRD).
- (MPS.3.10.2) Como segundo paso, el CND resolverá las restricciones que existan para mantener los niveles mínimos de los embalses establecidos en la CAR, de acuerdo a la Metodología para la Mitigación del Riesgo de Desabastecimiento (MRD), con el objeto de garantizar el suministro de la demanda. La generación adicional despachada a tal efecto será considerada como generación obligada asignada al agente responsable, considerando lo siguiente:
- (MPS.3.10.2.1) Si como resultado de la aplicación del (MPS.3.10.1), la energía almacenada en los embalses, durante la semana de despacho, es inferior a lo establecido en la CAR, el CND programará el uso de la generación térmica fuera de mérito necesaria para mantener la misma dentro de los límites establecidos en la CAR, y/o;
- (MPS.3.10.2.2) Si de la aplicación del (MRD 4.1) se presentan Alertas Tempranas sobre potenciales situaciones de déficit a futuro, el CND, de ser necesario, y con el fin de evitar dicho déficit, podrá programar, de manera justificada y sustentada, generación fuera de mérito.
- (MPS.3.10.3) Como tercer paso, el CND realizará un Predespacho Semanal completo, considerando exportaciones y/o importaciones, para obtener el "Unit Commitment", verificando el cumplimiento de los criterios de Seguridad Operativa y Reserva Operativa establecidos en la Metodología para la Cuantificación y Asignación de Reserva Operativa (MRO), considerando las restricciones definidas en la Metodología a Aplicar cuando hay Generación Obligada (MGO), asignando Generación Obligada al o a los agentes responsables. No



se considerarán restricciones para mantener los niveles mínimos de los embalses establecidos en la CAR, ya que las mismas fueron consideradas en la (MPS.3.10.2). Para tal efecto se considerará lo siguiente:

- (MPS.3.10.3.1) Para simular en el modelo de Corto Plazo las restricciones de transmisión, el CND realizará, semanalmente, un análisis determinístico de mediano plazo tomando en cuenta todas las restricciones que existan, incluyendo las restricciones para mantener los niveles mínimos establecidos en la CAR, utilizando la base de datos estocástica confeccionada para el Cálculo del Valor del Agua.
- (MPS.3.10.3.2) La generación hidroeléctrica resultante de la aplicación del MPS.3.10.3.1 se utilizará como referencia para la programación de la semana.
- (MPS.3.10.3.3) Cuando exista generación fuera de mérito, de acuerdo a lo indicado en el (MPS.3.10.2), la generación y las exportaciones que se programen en el Predespacho Semanal, no podrán ocasionar un aumento de la cantidad de energía prevista a generar con el o los embalses con regulación mayor a 90 días, cuya generación fue reducida considerando la programación de generación térmica fuera de mérito como resultado de la aplicación del (MPS.3.10.2).
- (MPS.3.10.4) El CND procurará que la generación obligada tenga el menor impacto económico posible, y deberá publicar semanalmente un Informe de identificación de la generación fuera de mérito programada en el Predespacho Semanal, utilizando la descripción establecida en la Metodología a Aplicar cuando hay Generación Obligada (MGO). Este informe será de carácter indicativo, y deberá tener el detalle suficiente que permita identificar a los Agentes responsables de la generación fuera de mérito, así como las cantidades de generación fuera de mérito correspondientes a cada uno.
- (MPS.3.10.5) De existir conflicto en el uso del Sistema Nacional de Transmisión entre una importación y un Participante Productor, tendrá prioridad el participante que paga la tarifa por uso del Sistema Nacional de Transmisión.



- (MPS.3.11) Una vez establecido el Predespacho Semanal que determina el orden de mérito de las unidades; éstas se operarán en tiempo real de acuerdo al módulo de Despacho Económico del SCADA.
- (MPS.4) **Resultados Preliminares y Reunión Semanal**
- (MPS.4.1) Los resultados "Preliminares" de este Predespacho Semanal debe estar disponible a las 15:00 horas del penúltimo día hábil de la semana. Los resultados del Mediano Plazo y las Bases de Datos estarán disponibles a más tardar a las 18:00 horas del antepenúltimo día.
- (MPS.4.2) El último día hábil de la semana, desde las 8:00 horas hasta las 10:00 horas se reunirán en el CND representantes de los Participantes del Mercado para revisar los resultados preliminares. En esta reunión los participantes pueden presentar sus comentarios, los cuales deben ser evaluados y considerados, de corresponder, en el modelado del despacho semanal.
- (MPS.4.2) Los Participantes del Mercado podrán remitir sus comentarios, vía correo electrónico, a más tardar las 13:00 horas del último día hábil.
- (MPS.5) **Resultados Finales**
- (MPS.5.1) El CND considerará los comentarios presentados por los representantes de los Participantes del Mercado en la reunión y aquellos comentarios recibidos mediante correo electrónico. El CND realizará los ajustes pertinentes justificando los cambios y procederá a emitir los resultados finales del Predespacho Semanal.
- (MPS.5.2) Todos los resultados de los Estudios de Mediano y Corto Plazo indicados en esta Metodología, el Estudio de Mediano Plazo resultante de la aplicación del (MRD.4.1) y el Informe de Identificación de Generación Fuera de Mérito, así como las Bases de Datos empleadas en todos los casos, deben estar disponibles a más tardar a las 18:00 horas del último día hábil de la semana, y serán distribuidos a los Participantes conjuntamente con las Bases de Datos, incluyendo los comentarios recibidos vía correo electrónico de los Participantes del Mercado e indicará la forma en que los mismos fueron acogidos y/o rechazados y las justificaciones correspondientes.
- (MPS.5.3) El valor del agua obtenido para cada uno de los embalses será el valor vigente para la semana y solo cambiará en casos excepcionales, para lo cual el CND presentará su debida justificación.
- (MPS.5.4) Los estudios semanales, la programación semanal y los predespacho deben ser consistentes. Cuando este no sea el caso, el CND debe justificar las razones de la discrepancia e informarlo oportunamente.

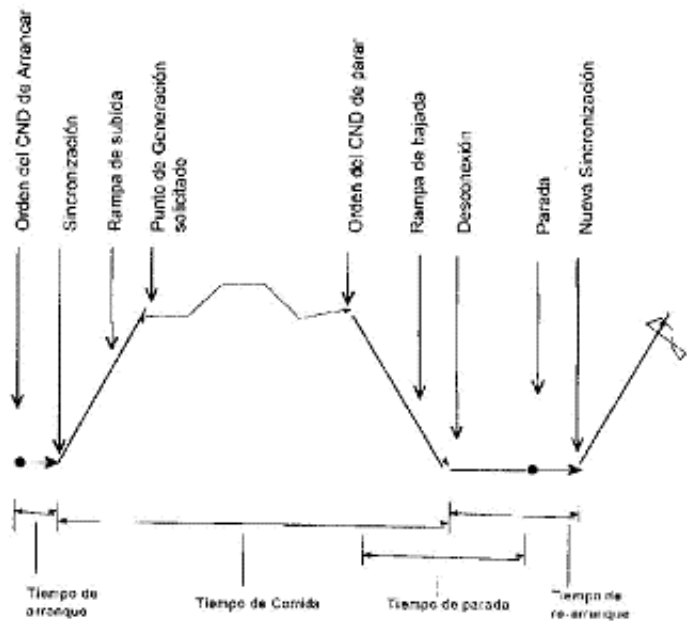
A



- (MPS.5.5) Para los contratos de importación, el nivel de despacho que resulte, en cada hora, en el Predespacho Semanal se tomará como el monto aprobado para ese contrato durante esa semana, y serán esos bloques de energía que se comunicará al EOR diariamente, salvo que oportunamente se reciban instrucciones del Participante Nacional correspondiente para reducir estas cantidades.
- (MPS.5.6) En caso de recibirse contratos de importación o de exportación que estarán vigentes dentro de la semana pero que no fueron incorporados en el Predespacho Semanal, el CND realizará un nuevo Predespacho Semanal incorporando dichos contratos para lo que resta de la semana, y determinará el impacto en el sistema así como el nivel de despacho de los nuevos contratos, considerando lo indicado en el (MPS. 3.10.3.3).



Figura 1



Nota.
Los valores declarados como rampas de subida y de bajada, tiempos de arranque, mínimo de corrida, parada y re-arranque, generación mínima y máxima, etc., basen que son los valores límites provenientes de las restricciones físicas propias del diseño del fabricante de la planta. Estos valores, incluyendo el tiempo mínimo de corrida, no pueden ser multiplicados por, ni determinados, ni establecidos, ni calculados a partir de una o varias condiciones o restricciones de tipo económico.

2