

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN N°5644 -Elec

Panamá, 10 de octubre de 2012

“Por la cual se aprueba la Metodología de Detalle que establece el procedimiento para el cálculo de la disponibilidad de generadores para el Mercado Mayorista de Electricidad”.

LA ADMINISTRADORA GENERAL
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley No.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 No.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 No.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 mediante Resolución AN No.5061-Elec de 11 de enero de 2012 esta Autoridad Reguladora aprobó modificaciones a las Reglas Comerciales, entre las cuales se dispone que el cálculo de la Potencia Firme de Largo Plazo de los Agentes Productores debe considerar la disponibilidad real de los tres (3) últimos años de la central de generación;
6. Que las modificaciones introducidas a las Reglas Comerciales a través de la Resolución AN No.5061-Elec, antes referida, hacen necesario realizar cambios a la Metodología de Detalle que establece el Procedimiento para el cálculo de la disponibilidad de generadores para el Mercado Mayorista de Electricidad;
7. Que el numeral 1.1.1.4 de las Reglas Comerciales dispone 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



Resolución AN No. ~~5644~~ -Elec
Panamá, 10 de octubre de 2012
Página N° 2

todo el detalle necesario para garantizar predictibilidad y transparencia, así como evitar conflictos de interpretación;

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:

“a) 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.

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.”

9. Que para cumplir con las nuevas disposiciones contenidas en las Reglas Comerciales, el CND realizó una revisión de la “Metodología para el procedimiento para el cálculo de la disponibilidad de Generadores para el Mercado Mayorista de Electricidad”, de la cual elaboró una propuesta de modificación que fue sometida a la consideración del Comité Operativo, en las reuniones ordinarias No.262, 263 y en la Sesión Extraordinaria No.02-2012, celebradas los días 7, 21 y 24 de agosto de 2012, respectivamente;

10. Que la decisión final del pleno del Comité Operativo fue rechazar la propuesta de modificación de la Metodología presentada por el CND, en cumplimiento del literal c) del numeral 15.4.1.7, solicitando entre otras cosas lo siguiente:

10.1. Que se modifiquen los artículos (DIS.2.5) y (DIS.2.6) de la propuesta, para lo cual solicitaron que se agregara a la redacción un texto en el cual se se excluya en ambos casos las horas de mantenimientos programados para el cálculo de la disponibilidad, estableciendo que los mantenimientos programados brindan confiabilidad a la demanda, y que considere que los contratos de reserva que garantizan el cumplimiento de sus contratos durante las horas que están las unidades en mantenimiento.

10.2. En el artículo (DIS.2.8), solicitaron al CND que una vez los Agentes nuevos cumplan tres (3) años de operación comercial, se les realice el cálculo con los datos reales de operación. Indican que con la propuesta del CND, en la cual se le considerarían los datos reales cuando cumpliera un (1) año de operación comercial, se estaría perjudicando al generador ya que durante el periodo inicial de adaptación es cuando ocurren la mayor cantidad de salidas, demostrando una disponibilidad menor a la que demostraría en operación normal.

10.3. En el artículo (DIS.5.8), el Comité Operativo solicitó que el plazo se extendiera a quince (15) días, indicando que durante el año hay varios días libres y no les daría el tiempo para solicitar información al CND y luego emitir comentarios.



Resolución AN No. **5644** -Elec
Panamá, 10 de octubre de 2012
Página N° 3

- 10.4. Recomendaron que en el Informe Final de la Metodología, fuera incluido un análisis económico/financiero, en el que se refleje el impacto de la propuesta;
11. Que debido a la necesidad de contar con las modificaciones necesarias para implementar los cambios a las Reglas Comerciales, el CND, elaboró la versión final de la propuesta de modificación de la "Metodología para el procedimiento para el cálculo de la disponibilidad de Generadores para el Mercado Mayorista de Electricidad";
12. Que el CND mediante nota ETE-DCND-018-2012 de 1 de septiembre de 2012, remitió a la ASEP el Informe Final de Metodología No. CND-03-2012 de 30 de agosto de 2012, relacionado con la propuesta de modificación de la "Metodología para el procedimiento para el cálculo de la disponibilidad de Generadores para el Mercado Mayorista de Electricidad", en el cual presentó el análisis a los comentarios que remitió el Comité Operativo, los cuales se enumeran a continuación;
- 12.1. Con respecto a los numerales (DIS.2.5) y (DIS.2.6), el CND indica que la disponibilidad real de una planta debe mostrar el funcionamiento real de las unidades de generación, para ello debe considerar todas las horas del período de análisis, toda vez que la Potencia Firme de Largo Plazo debe ser efectivamente potencia disponible, por lo que el comentario del Comité Operativo fue rechazado.
- 12.2. En cuanto al artículo (DIS.2.8), el CND indica que si se espera que pasen tres (3) años de operación comercial, para considerar la disponibilidad de las plantas nuevas en el cálculo de la Potencia Firme de Largo Plazo, no se estaría tomando en cuenta el desempeño real de las unidades de generación. El CND considera que el tiempo propuesto de un (1) año, contado a partir de la entrada en operación comercial es adecuado, por lo que rechaza el comentario del Comité Operativo.
- 12.3. Sobre la propuesta de reducir de treinta (30) días a siete (7) el tiempo para solicitar comentarios, el CND considera que lo expuesto por el Comité Operativo es razonable por lo que aceptó la sugerencia y extendió el plazo a quince (15) días calendario para presentar comentarios y/o correcciones al nuevo valor de Potencia Firme de Largo Plazo de los Agentes.
- 12.4. Por último, el CND no considera necesario incluir un análisis cuantitativo y económico/financiero de los efectos que tendrían los cambios propuestos a la Metodología presentada. El CND indica que durante la discusión del proyecto de modificación se presentaron diversos ejemplos considerando la disponibilidad real de las unidades generadoras de una central, necesaria para el cálculo de la Potencia Firme de Largo Plazo, por lo que rechaza el comentario presentado por el Comité Operativo.
13. Que, esta Autoridad Reguladora considera que la propuesta presentada por el CND, así como el análisis que realizó a los comentarios expuestos por el Comité Operativo, cumplen con los requisitos establecidos en las Reglas Comerciales, por lo que la Administradora General,

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la propuesta presentada por el Centro Nacional de Despacho (CND), dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., y en consecuencia, **MODIFICAR** la Metodología de Detalle que establece el "Procedimiento para el



Resolución AN No. 5044 -Elec
Panamá, 10 de octubre de 2012
Página N° 4

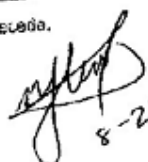
cálculo de la disponibilidad de Generadores para el Mercado Mayorista de Electricidad", cuyo texto unificado se transcribe en el **ANEXO A** de la presente Resolución, el cual forma parte integral de la misma.

SEGUNDO: Esta Resolución rige a partir de su notificación.

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.

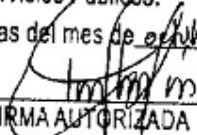
NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE,


ZELMAR RODRÍGUEZ CRESPO
Administradora General

En Panamá a los once (11) días
del mes octubre de 2012
a las 3:45 de la tarde
Notifico al Sr. Percevala Herrera de la
Resolución que antecede.

8-238-1437

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 21 días del mes de octubre de 20 13


FIRMA AUTORIZADA


2012



PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE LA DISPONIBILIDAD DE GENERADORES PARA EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A

**RESOLUCIÓN AN No. 5644 -Elec de 10 de
octubre de 2012**



PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE LA DISPONIBILIDAD DE GENERADORES PARA EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

(DIS.1) Generalidades.

- (DIS.1.1) El CND tiene la responsabilidad de determinar la disponibilidad de las unidades generadoras. (Según las cláusulas 5.3.1.4 a la 5.3.1.8 de las Reglas Comerciales) Esta metodología tiene como objeto definir el procedimiento de cálculo que utilizará el CND para realizar esta labor.
- (DIS.1.2) Mensualmente el CND publicará, en el Informe del Mercado los resultados de la Disponibilidad del mes inmediatamente anterior y los acumulados de los últimos doce (12) meses a la fecha para cada GGC. (Según la cláusula 5.3.1.7 de las Reglas Comerciales).

(DIS.2) Definiciones.

- (DIS.2.1) Salida Programada: Es toda salida asociada a un trabajo contemplado en el programa de mantenimientos mayores donde se define la duración y naturaleza del trabajo a realizar, y dicho detalle es declarado para la planificación del despacho semanal.
- (DIS.2.1.1) En aquellos casos en los cuales un tercero, (entiéndase agente del SIN), afecte la programación del despacho de una unidad generadora producto de una libranza de emergencia o forzada, y que en este caso esta condición sea propicia para realizar trabajos contemplados en el programa de mantenimientos mayores, se considera salida programada.
- (DIS.2.1.2) Cuando el CND solicite que un agente re programe un mantenimiento contemplado en el programa de mantenimientos mayores, se considera salida programada.
- (DIS.2.1.3) En el caso que se modifique la fecha de realización de un mantenimiento por horas de corrida, las mismas serán consideradas programadas.

Con excepción a los puntos DIS.2.1.1, DIS.2.1.2 y DIS.2.1.3, toda salida no contemplada en el programa de mantenimientos mayores es considerada como salida forzada.

7.



- (DIS.2.2) Salida Forzada: Si la salida no califica como Salida Programada, es una Salida Forzada.
- (DIS.2.2.1) Luego de una Salida Forzada la unidad permanece en esta condición hasta que sea demostrada la disponibilidad por el Participante mediante una prueba de máxima carga.
- (DIS.2.2.2) Una vez la unidad entra en línea para demostrar disponibilidad, el periodo transcurrido desde que la unidad inicia el proceso para entrar en línea hasta que la misma es declarada disponible y a órdenes del despacho, es considerado como una condición limitada.
- (DIS.2.3) Potencia Efectiva: Es la potencia máxima neta que puede entregar a la red una unidad generadora, en función de su capacidad instalada, restricciones propias de la unidad y consumos propios. Para el caso de un Autogenerador la potencia efectiva corresponde a las unidades no requeridas para respaldar sus consumos propios.
- (DIS.2.3.1) Las restricciones propias de la unidad excluyen las degradaciones por uso y/o efectos de obsolescencias.
- (DIS.2.3.2) Las modificaciones a la Potencia Efectiva deben ser presentadas con su correspondiente justificación.
- (DIS.2.4) Disponibilidad que se Comprometen a Comercializar: Las Centrales Térmicas deben declarar la Disponibilidad que se comprometen a Comercializar quince (15) días hábiles antes del 10 de octubre de cada año. Esta se expresa como un porcentaje de la Potencia Efectiva y dicho porcentaje puede variar a lo largo del año. Este valor se utilizará para los cálculos de la Potencia Firme de Largo Plazo (PFLP) a que se refieren las cláusulas 5.3.1.4 y 5.3.1.5 de las Reglas Comerciales.
- (DIS.2.5) Potencia Firme de Largo Plazo para unidades Térmicas: Es su potencia efectiva por la disponibilidad que compromete el Participante Productor que la comercializa y que no puede ser superior a su potencia efectiva afectada por la disponibilidad real de la central en los últimos tres (3) años para cada una de sus unidades generadoras, o el que corresponda por incumplimientos reiterados de acuerdo a lo indicado en la reglamentación vigente, y/o el resultado



de cualquier auditoría solicitada por el participante productor con el objeto de reflejar una mejora en el desempeño de sus unidades, sobre los resultados de disponibilidad de los tres años anteriores. Si el Participante Productor ha estado disponible los tres (3) últimos años y asume el compromiso del 100% de su potencia efectiva, la PFLP de la unidad coincidirá con su potencia efectiva. La disponibilidad comprometida puede ser variable a lo largo del año.

- (DIS.2.6) Potencia Firme de Largo Plazo para Unidades Hidráulicas o Eólicas: El CND es el responsable de calcular la PFLP de estas unidades siguiendo lo señalado en los artículos MDP.2.18 al MDP.2.21 del Reglamento de Operación. El CND debe calcular el valor inicial a solicitud del Participante interesado antes de la entrada en operación de la planta. Este valor debe ser actualizado, adicionado a la base estadística los datos de operación obtenidos, por lo menos cada 5 años o por solicitud justificada de parte interesada. Anualmente el CND verificará que este valor no sea mayor a su Potencia Efectiva afectada por la disponibilidad real de la central en los últimos tres años para cada una de sus unidades generadoras, o el que corresponda por incumplimientos reiterados de acuerdo a lo indicado en la reglamentación vigente. El participante productor podrá solicitar una auditoría con el objeto de reflejar una mejora en el desempeño de sus unidades, sobre los resultados de disponibilidad de los tres (3) años anteriores.
- (DIS.2.7) Para el cálculo de la PFLP de cada unidad generadora, el CND tomará en cuenta la disponibilidad real acumulada de la central, de los tres (3) años anteriores. El período comprendido de un año será del 01 de agosto al 31 de julio del siguiente año.
- (DIS.2.8) Para las centrales de generación nuevas, los Participantes Productores deberán, antes de su entrada en operación comercial, declarar al CND la Tasa de Salidas Programadas y Salidas Forzadas de las unidades (NES.3.2 y NES.3.3 del Reglamento de Operación), la cual se utilizará para el cálculo de la PFLP hasta cumplir un año de operación comercial. Transcurrido este tiempo, el CND realizará el cálculo de PFLP utilizando los datos reales de disponibilidad de las unidades.
- (DIS.2.9) Se considera incumplimiento reiterado cuando:
- El Participante Productor con contratos de potencia que presenta dentro de los últimos doce (12) meses, cinco (5) incumplimientos semanales a sus compromisos.



- El Participante Productor que aporta al Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo y presenta una condición de incumplimiento reiterado cuando, dentro de un año de asignación presenta cinco (5) incumplimientos semanales.

(DIS.2.10) **Potencia Disponible Diaria:** Es la Potencia que el Participante declara como disponible antes del cierre del predespacho del día anterior. Puede variar hora a hora.

(DIS.2.11) **HON:** Número total de horas de operación con capacidad máxima disponible igual a la capacidad efectiva para el período.

(DIS.2.12) **HOL:** Número total de horas de operación donde la unidad estuvo limitada a una capacidad inferior a la efectiva para el período.

(DIS.2.13) **SH =** Número total de horas que la unidad estuvo en servicio.
SH = HON + HOL

(DIS.2.14) **FOH:** Número total de horas de Salida Forzada.

(DIS.2.15) **HMP:** Número total de horas de Salida Programada.

(DIS.2.16) **RSH =** Número total de horas en Reserva Fría.

(DIS.2.17) **PH:** Número total de horas en el período de estudio.
PH = SH + RSH + FOH + HMP

(DIS.2.18) **POR:** Tasa de Salidas Programadas. **POR = HMP / PH**

(DIS.2.19) **RC_i:** Reducción de capacidad en p.u. para el caso "i".

RC_i = (Cap. Efectiva para el período - Cap. reducida) / Cap. efectiva para el período.

(DIS.2.20) **DL_i:** Horas de disponibilidad limitada caso "i"; Para cada caso de disponibilidad limitada de la unidad, durante el periodo de estudio, se compilará el total de horas con una reducción de Capacidad **RC_i**.

(DIS.2.21) **EFDH =** Horas Equivalentes de operación limitada durante las horas de servicio y horas en reserva fría.
EFDH = $\sum RC_i * DL_i$



(DIS.2.22) **EFOR:** Tasa de Salida Forzada Equivalente.

$$EFOR = \frac{FOH + EFDH}{FOH + SH + Synchronous Hrs + Pumping Hrs + EFDHRS} \times 100\%$$

Donde:

FOH = Suma de horas de salida forzada

EFDH = Suma de horas equivalente de operación limitada durante las horas de servicio y horas en reserva fría.

$$EFDH = (EFDHSH + EFDHRS)$$

SH = Número total de horas que la unidad estuvo en servicio.

Synchronous Hrs = Horas como motor sincrónico sin carga.

Pumping Hrs = Horas como motor sincrónico con carga.

EFDHSH = Suma de horas equivalente de operación limitada correspondiente a horas en servicio.

EFDHRS = Suma de horas equivalente de operación limitada correspondiente a horas en Reserva Fría.

(DIS.2.23) **EA:** Factor de Disponibilidad Equivalente.

$$EA = \frac{AH - EPDH - EUDH - ESEDH}{PH}$$

Donde:

AH = Horas Disponibles

$$AH = SH + RSH + Synchronous Hrs + Pumping Hrs$$

EPDH = Suma de horas equivalente de operación limitada correspondiente a horas en salida programada.

EUDH = Suma de horas equivalente de operación limitada correspondiente a horas no planeadas (Salidas Forzadas).

$$EUDH = EFDH + EMDH$$



EFDH = Suma de horas equivalente de operación limitada durante las horas de servicio y horas en reserva fría.

EMDH = Suma de horas equivalente de operación limitada correspondiente a horas en salida por mantenimiento.

ESEDH = Suma de horas equivalentes correspondientes a reducciones estacionales de la capacidad máxima neta.

PH = Número total de horas en el período de estudio.

- (DIS.2.24) **EFORd**: Tasa de Salida Forzada Equivalente en periodo de demanda el cual es calculado incluyendo todas las horas del período (horas de punta + horas fuera de Punta).

$$EFOR_d = \frac{FOH + EFDHSH}{FOH + SH} \times 100\%$$

(DIS.3) **Aplicación.**

- (DIS.3.1) Este procedimiento se aplica a todos los Participantes que estén conectadas al SIN.

(DIS.4) **Verificación de Potencia Diaria Disponible.**

- (DIS.4.1) Cada vez que el CND lo estime conveniente podrá solicitar al Participante Productor, sin que medie previo aviso, que lleve una unidad disponible a su máxima Potencia Disponible para la hora. El Participante debe llevar la unidad a la potencia solicitada dentro de los márgenes de tiempo declarados para dicha unidad. Una vez lograda la potencia se deberá mantener en ese nivel por un intervalo no menor de 15 minutos.

- (DIS.4.2) En todos los casos la potencia que se mide en estas verificaciones es la potencia neta entregada al sistema en el punto de entrega de potencia de la unidad. De ser posible se utilizará la medición en el punto de entrega.

- (DIS.4.2.1) Para aquellas unidades donde no hay medición disponible en el punto de entrega, el CND y el Participante deben acordar, tan pronto como sea posible y previo a cualquier verificación, en base a los registros históricos que se tengan sobre la unidad, la fórmula para estimar la potencia neta en función de la potencia bruta



medida. El documento que recoja este acuerdo deberá estar disponible para la revisión de cualquier Participante que así lo desee.

(DIS.4.3) Si la unidad bajo verificación está llamada al despacho a su Potencia Máxima Despachable (Ver MRO.2.7); la verificación no se considerará una desviación del Despacho Económico y por lo tanto no tendrá costos adicionales asociados a ella.

(DIS.4.4) Si la unidad en verificación no está en la condición de despacho descrita en el numeral anterior (DIS.4.3) se aplica lo siguiente:

(DIS.4.4.1) En caso de que la verificación resulta exitosa, es decir, la unidad entrega una potencia mayor o igual a la Potencia Diaria Disponible; la energía generada en exceso del despacho económico se tomará como de costo cero y será remunerada al precio del mercado ocasional que resulte. Si hubiese generación obligada (incluyendo la unidad bajo verificación), desplazada o costos de arranque, estos correrán por cuenta del CND o por cuenta del Participante que solicitó la verificación según sea el caso.

(DIS.4.4.2) En caso de que la verificación resulte en una potencia inferior a la Potencia diaria Disponible, la unidad quedará clasificada en Operación Limitada a la potencia que logró en la prueba; la energía generada en exceso del despacho económico se tomará como de costo cero y será remunerada al precio del mercado ocasional que resulte. Si hubiese generación obligada, desplazada o costos de arranque estos correrán por cuenta del Participante. El CND tiene 10 días a partir de que el Participante declare la unidad lista para una nueva verificación. Si el CND opta por no realizar la verificación o si la verificación resulta exitosa la unidad regresará a su clasificación anterior a partir de que el Participante indicó que la unidad estaba lista para ser verificada, en caso contrario la limitación aplicada continua vigente. Los costos asociados a estas verificaciones adicionales, si los hay, correrán por cuenta del Participante.

(DIS.5) **Procedimiento.**



- (DIS.5.1) Diariamente, el CND recibirá de los Participantes Productores, el informe de disponibilidad de sus unidades. El informe debe cubrir las 24 horas del día anterior y debe indicar en que estado se encontraba cada unidad durante cada instante de este período.

La información suministrada debe incluir:

- (DIS.5.1.1) La Capacidad Disponible en cada hora, esta capacidad es la potencia neta máxima que la unidad puede entregar al sistema en el punto de entrega;
 - (DIS.5.1.2) Total de horas de Operación Normal;
 - (DIS.5.1.3) Total de horas de Operación Limitada. Indicar Reducción;
 - (DIS.5.1.4) Total de horas Disponible Fuera de línea;
 - (DIS.5.1.5) Total de horas Indisponible, Salida Programada;
 - (DIS.5.1.6) Total de horas Indisponible, Salida Forzada;
 - (DIS.5.1.7) Disparos de la Unidad durante el día.
- (DIS.5.2) El CND verificará la información recibida para comprobar su exactitud. De haber discrepancias con los registros del CND o con los criterios utilizados para la clasificación el CND notificará al Participante antes de que hayan transcurrido tres días laborables de recibir el informe. Señalando en que consiste la discrepancia. El Participante podrá responder con sus justificaciones en un plazo de 3 días laborables.
- (DIS.5.3) Para cada período, de una semana, el CND calculará el EFOR, POR y EA para cada unidad, tanto para el período que acaba de transcurrir así como para el acumulado del último año a la fecha.
- (DIS.5.3.1) El EFOR, POR y EA semanal calculado para cada unidad será publicado por el CND (este informe debe incluir las semanas previas del mes correspondiente con los valores actualizados) en un plazo que no excederá el miércoles de la semana siguiente. Los índices para el período mensual serán incluidos en el Informe Mensual de Mercado y las correcciones a los valores publicados se ajustaran a los plazos establecidos en el (DIS.5.8).
- (DIS.5.4) El CND calculará la Potencia Media Semanal para cada unidad en el período. Esta corresponde al producto de la Potencia Efectiva por EA correspondiente en horas de punta.



- (DIS.5.4.1) La Potencia Semanal e incumplimientos calculados para el Participante serán publicados por el CND (este informe debe incluir las semanas previas del mes correspondiente con los valores actualizados) en un plazo que no excederá el miércoles de la semana siguiente. Los índices para el periodo mensual serán incluidos en el Informe Mensual de Mercado y las correcciones a los valores publicados se ajustaran a los plazos establecidos en el (DIS.5.8).
- (DIS.5.5) La Potencia Media Semanal de todas las unidades de un Participante más la potencia contratada en contratos de Reserva que tenga el Participante se comparará con la Potencia Comprometida en Contratos y en el Servicio de Reserva de Largo Plazo para el periodo y para determinar si hubo incumplimiento de lo comprometido para el periodo. Para los casos en que los Contratos de Reserva suscritos por un Participante tengan una vigencia menor a una semana, el CND deberá ponderar la potencia contratada sobre la base del total de los días contratados. Para los casos de contratos menores a un día, el CND deberá ponderar la potencia contratada sobre la base del total de las horas contratadas.
- (DIS.5.6) En caso que se detecte incumplimiento reiterado de los compromisos de un Participante (DIS.2.9) el CND procederá a revisar la PFLP del Participante como la suma de la potencia efectiva de cada una de sus unidades multiplicado por el EA correspondiente, acumulado del año a la fecha.
- (DIS.5.7) Cuando el resultado de la aplicación del artículo (DIS.5.6) sea menor que la PFLP previamente establecida por la aplicación de los artículos (DIS.2.5) y (DIS.2.6), aplicará el nuevo valor de la PFLP, el cual se considerará en firme y entrará a regir a partir del mes siguiente donde se identificó el incumplimiento y será válida para los siguientes dos años (Potencia Firme de Largo Plazo limitada). Si por el contrario, esta nueva PFLP es mayor a la inicialmente calculada, se mantendrá la vigente.
- (DIS.5.8) Cuando la aplicación del (DIS.5.7) resulte en una modificación del valor de la PFLP, el CND notificará por escrito al Participante Productor el nuevo valor de la PFLP. Los Participantes tendrán quince días calendario a partir de la publicación del informe para presentar sus comentarios y/o solicitar correcciones al mismo.



- (DIS.5.9) Los Participantes Productores podrán realizar una auditoría con el objeto de reflejar una mejora en el desempeño de sus unidades sobre los resultados de disponibilidad de los tres años anteriores, los resultados deberá ser entregados antes del 31 de julio de cada año, para que sean evaluados por el CND. De ser aprobados, estos resultados serán considerados en la revisión de la PFLP a la que se refiere los artículos (DIS.2.5) y (DIS.2.6).
- (DIS.5.10) De acuerdo a lo establecido en el numeral 5.3.1.12 de las Reglas Comerciales, el CND enviará a los Participantes Productores la PFI.P para el año siguiente, antes del 10 de Octubre de cada año a fin de recibir sus observaciones.
- (DIS.5.11) Antes del 01 de noviembre el CND debe informar la Potencia Firme de Largo Plazo de los Participantes Productores considerando los numerales 5.3.1.3 y 5.3.1.4 de las Reglas Comerciales para los Hidráulicos y el numeral 5.3.1.5 de esta reglas para los Térmicos.

(DIS.6) Potencia Media Disponible y Potencia Firme de complejos de Ciclo Combinado.

- (DIS.6.1) De acuerdo con los parámetros de diseño del complejo, se establecerá la potencia que cada unidad turbogas, operando a su capacidad efectiva, aporta a la unidad turbovapor. De esa forma la potencia efectiva del complejo será la suma de las potencias efectivas de las unidades turbogas más la suma de las potencias parciales aportadas por cada turbogas, operando a capacidad efectiva, a la unidad turbovapor.
- (DIS.6.2) Se llevará el registro, a fin de determinar el POR, EFOR y EA de cada turbogas en la forma usual.
- (DIS.6.3) Para la unidad turbovapor se registrarán como salidas solo aquellas que se obedecen a factores propios de la unidad o de sus calderas.
- (DIS.6.4) La Potencia Media Disponible del complejo será:

$$P_{MD} = \sum_i P_{TGi} (EA_{TGi}) + (EA_{TV}) \sum_i AP_{TGi} (EA_{TGi})$$

Donde:

P_{MD} = Potencia Media Disponible del Complejo

P_{TGi} = Potencia Efectiva del Turbogás i

EA_{TGi} = EA del Turbogás i

[Handwritten signature]



EA_{TV} = EA del Turbovapor

AP_{TGi} = Aportes de Turbogás i al Turbovapor

(DIS.6.5) En caso de ser necesario aplicar el numeral (DIS.5.6). La Potencia Firme del Complejo quedará así:

$$P_F = \sum_i P_{TGi} (EA_{TGi}) + (EA_{TV}) \sum_i AP_{TGi} (EA_{TGi})$$

Donde:

P_F = Potencia Firme del Complejo

P_{TGi} = Potencia Efectiva del Turbogás i

EA_{TGi} = EA del Turbogás i

AP_{TGi} = Aportes de Turbogás i al Turbovapor

EA_{TV} = EA del Turbovapor