

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 5061 -Elec

Panamá, 11 de enero de 2012

“Por la cual se aprueban modificaciones a las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, expedidas mediante Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones”

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, como organismo autónomo del Estado, encargada de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, electricidad, radio y televisión, así como los de 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 cual 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 3 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad destinadas a satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente, se consideran servicios públicos de utilidad pública;
4. Que de acuerdo al numeral 3 del artículo 4 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, el Estado podrá intervenir en los servicios públicos de electricidad para asegurar su prestación eficiente, continua e ininterrumpida;
5. Que el numeral 1 del artículo 9 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, otorga a esta Autoridad Reguladora la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera; así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por dicha Ley;
6. Que mediante Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998, la cual ha sido modificada a través de las Resoluciones No. JD-763 de 8 de junio de 1998, No. JD-3207 de 22 de febrero de 2002, No. JD-3463 de 21 de agosto de 2002, No. JD-4812 de 22 de junio de 2004, No. JD-5864 de 17 de febrero de 2006, AN No. 2821-Elec de 29 de julio de 2009, AN No. 2969-Elec de 23 de septiembre de 2009, AN No. 3476-Elec de 10 de mayo de 2010 y AN No. 4581-Elec de 11 de julio de 2011, esta Autoridad Reguladora aprobó las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad;
7. Que el artículo Segundo de la Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones, establece que las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, podrán ser modificadas por esta Autoridad Reguladora a través del procedimiento de Consulta Pública, ya sea a petición de parte o de oficio;
8. Que mediante Resolución AN No. 4835-Elec de 20 de octubre de 2011, esta Autoridad Reguladora aprobó la celebración de la Consulta Pública No. 16-11 del lunes 24 de

Resolución AN No. 5061 -Elec
de 11 de enero de 2012
Página N° 2

octubre al lunes 7 de noviembre de 2011, para considerar la propuesta de modificación de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, establecidas mediante Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones;

9. Que dentro del periodo en que la referida propuesta se sometió a Consulta Pública, esta Autoridad Reguladora recibió los comentarios de:

- 9.1. Autoridad del Canal de Panamá
- 9.2. Pedregal Power Company
- 9.3. Enel Fortuna, S.A.
- 9.4. Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
- 9.5. AES Changuinola, S.A.
- 9.6. Pan Am Generating, Ltd.

10. Que sobre los comentarios y observaciones presentados, esta Autoridad Reguladora procede a realizar el siguiente análisis:

10.1. **Comentarios a la propuesta de adición al numeral 2.1:**

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A (en adelante ETESA): solicita se aclare la definición de Excedentes no firmes de un autogenerador o cogenerador, en especial lo referente a la forma en que los mismos pueden ser comercializados en el mercado de corto plazo (Mercado Ocasional y Compensaciones de Potencia).

Autoridad del Canal de Panamá (en adelante ACP): solicita se aclare si los Excedentes No Firmes son sólo para comercializar en el Mercado Ocasional o si se pueden realizar contratos no firmes con los mismos (de acuerdo a la propuesta de Regulación Específica de las Actividades de Autogeneradores y Cogeneradores).

Además, solicitan se aclare la forma en que el Autogenerador puede comercializar los Excedentes Firmes; ya que según la propuesta a los mismos se les aplicarán las mismas reglas que a los generadores, por lo que solicitan que se pueda comercializar en contratos de Reserva y en compensaciones de potencia, además de Contratos y SAERLP.

En resumen, solicitan que se aclare tanto en las Reglas Comerciales como en las Regulaciones Específicas de las Actividades de Autogeneradores y Cogeneradores, como se pueden comercializar los Excedentes Firmes y No Firmes.

AES Changuinola, S.A. (en adelante AES): señala que un autogenerador o cogenerador solo debería tener por concepto transacciones de energía, por lo que no debería incluirse definiciones de excedentes firmes, puesto que en cualquier momento estos participantes pueden ser productores o consumidores, lo cual no avala una potencia firme que pueda garantizar el suministro eléctrico.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Con relación a las observaciones de ETESA y ACP se manifiesta que la propuesta define los excedentes que el Autogenerador y el Cogenerador pueden comercializar. Se establece que los Excedente Firmes son homólogos a la Potencia Firme de Largo Plazo (PFLP) de los generadores, por lo que podrán realizar las mismas transacciones que un generador que cuente con PFLP. En cuanto a los Excedentes No Firmes, los mismos no pueden ser destinados al Mercado Mayorista de Electricidad para aportar confiabilidad o firmeza al sistema; sin embargo, en un momento dado pueden destinarse en el Mercado Ocasional y a las Compensaciones de Potencia e incluso a contratos en los que no exista obligación en cuanto a la cantidad de energía, como son los contratos

Resolución AN No. 5061 -Elec
de 11 de enero de 2012
Página N° 3



de Excedente de Energía. El comentario se acepta, se aclarará en la redacción final.

En cuanto a los comentarios de la empresa AES se indica que conforme a la modificación se implementa un criterio “de corte” a partir del cual un Autogenerador o un Cogenerador debe acogerse al mismo régimen de un Generador, es decir, por encima de cierta capacidad, el remanente será considerado de la misma manera que un generador, con los mismos criterios y obligaciones de firmeza pudiendo convertirse en excedentes firmes. El comentario no se acepta. En ese sentido, se incluyen en la Reglamentación las definiciones basadas en un estudio sobre este tema en mercados del área y se sigue el criterio aplicado en países como Colombia y Perú de separar excedentes firmes y no firmes.

10.2. Comentarios a la propuesta de modificación al numeral 3.5.1.1:

AES: Sugiere la siguiente redacción al numeral en comento:

3.5.1.1 Cada Autogenerador y Cogenerador que sea Participante del Mercado puede vender excedentes no firmes y comprar faltantes, previo cumplimiento de lo establecido en las presentes Reglas Comerciales y en las Reglas de Compra. Toda referencia en las presentes Reglas Comerciales a un Autogenerador se entiende que incluye también al Cogenerador, salvo que se expícite lo contrario.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

En el comentario no se observan explicaciones sobre los motivos del cambio sugerido, ni justificación que permite valorar las razones del mismo, por lo que el mismo no será atendido.

10.3. Comentarios a la propuesta de modificación al numeral 3.5.1.3:

ETESA: solicita que se corrija el término “... costo del mismo.” por “... costo de él mismo.”

Además, señala que no se debe restringir la redacción de la propuesta sobre los costos variables, sólo a las unidades térmicas, ya que el Autogenerador puede también tener centrales hidráulicas o incluso de otra tecnología.

AES: sugiere aclarar el concepto de remuneración por pérdidas de transmisión, toda vez que considera confusa la redacción propuesta.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Con relación a lo expresado por ETESA se señala que no es necesario modificar la redacción, ya que la propuesta es clara al establecer que “*Las pérdidas entre los puntos de producción y el o los nodos de venta serán a costo del mismo*” (a costo del Autogenerador). El comentario no se acepta.

Por otro lado, se indica que los costos variables están ligados al rendimiento de una unidad generadora térmica con los costos del combustible que utiliza, incluyendo el acarreo del mismo. Para las otras tecnologías lo que se define es un Costo Variable aplicable al Despacho Económico, como es el caso del valor del Agua de una central de embalse con regulación, el cual se utiliza para efectos de la modelación matemática para optimizar el Sistema Hidrotérmico de Panamá.

Por lo anterior, el comentario no se acepta.

El comentario de AES no se acepta, ya que la redacción propuesta es lo suficientemente clara.

Resolución AN No. 5061 -Elec
de 11 de enero de 2012
Página N° 4



10.4. **Comentarios a la propuesta de modificación al numeral 3.5.1.4:**

ETESA: indica que en la redacción se solicita que se desarrolle una metodología para verificar la disponibilidad de potencia de un Autogenerador. Señalan que dicha metodología ya existe y se denomina "Metodología para el Cálculo de Disponibilidad de Generadores en el Mercado Mayorista de Electricidad" y que igual aplica a todos los Generadores (incluye a los Autogeneradores), de hecho está siendo utilizada actualmente para verificar la disponibilidad de estos Agentes del Mercado. En todo caso, de requerirse, lo que se habría que hacer es modificarla.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

El Centro Nacional de Despacho (CND) tiene la facultad de modificar las Metodologías cada vez que se le solicite o sea necesario. No se requiere cambiar la redacción, ya que la misma es de carácter general al indicar que la Metodología se debe realizar. En caso de que dicha metodología ya esté desarrollada, se deberá revisar que cumpla con las modificaciones propuestas. De requerirse el desarrollo de alguna Metodología, y en caso de que esta ya exista y al revisarla, en efecto, no se tenga que modificar, se dará por cumplida la labor del Centro Nacional de Despacho (CND), por lo tanto el comentario no se acepta.

10.5. **Comentarios a la propuesta de modificación al numeral 3.5.1.5:**

ETESA: señala que en la redacción se establece que la prestación de los servicios auxiliares de reserva de corto plazo se hace en cumplimiento de las Reglas Comerciales y las Reglas de Compra; no obstante, este último documento no contiene ninguna norma que regule la prestación de los servicios auxiliares, por lo que recomiendan su eliminación.

Además, indica que la redacción propone que se desarrolle una Metodología sobre los requisitos a cumplir por un autogenerador para estar autorizado a prestar servicios auxiliares; y en ese sentido, observa que ya existen dos (2) metodologías desarrolladas, a saber: i) Metodología para la Cuantificación y Asignación de Reserva Operativa y ii) Metodología para la Determinación de los Requisitos Técnicos para Aportar a los Servicios Auxiliares del Sistema, Determinación del Nivel del Servicio Auxiliar del Sistema Requerido por los Criterios de Calidad y Como se Asigna, que se aplica actualmente a todos los Generadores, incluyendo los autogeneradores, asegurando que, en todo caso, de requerirse, lo que habría que hacer es modificarlas.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Se acepta el comentario sobre los Servicios Auxiliares de Reserva de Corto Plazo y se eliminará de la redacción la referencia a las Reglas de Compras.

El comentario referente al desarrollo de la Metodología de Detalle, ya fue atendido en líneas superiores.

10.6. **Comentarios a la propuesta de modificación al numeral 3.5.1.6:**

ACP: comenta que en este numeral se solicita la información a más tardar en diciembre, cuando en la modificación que se pretende hacer al numeral 5.3.1.12 se establece que la misma sea antes del 10 de octubre, motivo por el cual sugieren que se modifique uno de los dos numerales pidiendo toda la información requerida (requerimientos de potencia y energía) en una sola ocasión.

✓
20 dr

✓
20 dr

Resolución AN No. 5061 -Elec
de 11 de enero de 2012
Página N° 5



En adición a lo anterior, solicita que para evitar confusiones al final de este numeral se aclare que a los excedentes firmes no comprometidos se les trate comercialmente como potencia firme y energía de un generador.

Enel Fortuna, S.A. (en adelante FORTUNA): señala que para que el procedimiento quede acorde a los tiempos ya establecidos en las normas vigentes esta información debería ser definida por el Autogenerador antes del 10 de octubre de cada año. Tal como lo señala el numeral 5.3.1.12.

ETESA: indica que la propuesta establece el plazo en donde el Autogenerador debe declarar sus requerimientos propios de potencia y energía, por ende se establecen sus excedentes y le es permitido hacerlo hasta en el mes de diciembre de cada año. Consideramos que el plazo en donde se fije el excedente firme de un Autogenerador sea consistente con la declaración de potencia firme del resto de los Generadores y que esos valores se incluyen en el Informe de Potencia Firme de los Participantes Productores que se publica antes del 1 de diciembre de cada año.

AES: Se debe especificar fecha exacta del mes de diciembre. Por otro lado, se debe aclarar cómo el Autogenerador establecerá las unidades destinadas a cubrir su requerimiento propio, y cuáles serían las unidades disponibles para ofertas de excedentes. Igualmente, cuando se habla de excedentes no se puede hablar de "excedentes firmes".

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Se aceptan los comentarios de **ACP** y **FORTUNA**, relacionados con la fecha en la que el Autogenerador declara sus requerimientos propios de Energía y Potencia, por lo que se corregirá la redacción para indicar que dicha información debe ser entregada antes del 10 de octubre de cada año.

En cuanto a la aclaración solicitada por **ACP** con relación a la forma en que se comercializarán los Excedentes Firmes del Autogenerador, esto ya fue atendido en un comentario previo.

Sobre el comentario de **AES**, referente a la forma en que el Autogenerador establecerá sus requerimientos, se le indica que ese procedimiento debe ser definido entre el Autogenerador y el Centro Nacional de Despacho (CND), y el mismo excede el alcance de la propuesta llevada a consulta. De igual forma, lo comentado por **AES** sobre los "excedentes firmes" ya fue atendido en un comentario previo.

10.7. Comentarios a la propuesta de modificación al numeral 4.1.3.5:

ETESA: La propuesta busca excluir del despacho centralizado, orden de mérito, a las unidades de los autogeneradores destinadas a cubrir sus requerimientos propios. Esta situación particular ya está implícita en el procedimiento cuando establece su gestión comercial de cómo abastecer su demanda interna, numeral 3.5.1.6. No nos parece recomendable dejar entrever que alguna unidad en particular puede operarse fuera del despacho centralizado, aunque indirectamente se haga. Por ejemplo, operar una unidad fuera del despacho centralizado es como se manejaba anteriormente en la Generación Propia del Distribuidor y se operaron así gran parte de la historia del mercado, pero nunca se incluyó en este numeral, pilar fundamental del mercado.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

El comentario se rechaza ya que las unidades que el Autogenerador decida utilizar para abastecer su propia demanda, no están bajo el mando del despacho centralizado que realiza el Centro Nacional de Despacho (CND), por lo que es necesario indicar que las mismas no están al servicio del Despacho Económico.

Resolución AN No. 5001 -Elec
de 11 de enero de 2012
Página N° 6



10.8. **Comentarios a la propuesta de adición al numeral 4.5.3.6:**

ACP: comenta que esta modificación conlleva a que la parte que compra Potencia Firme en contratos de Reserva exigirá a la parte vendedora algún tipo de instrumento que sirva de garantía ante el incumplimiento de la potencia firme a entregar. Por tanto, considera que estos contratos requerirán, derivado de este numeral, que ambas partes acuerden fianzas y/o garantías que antes no eran exigidas.

AES: solicita que se aclare si bajo la inclusión de este nuevo numeral, el generador que vende potencia firme en el contrato de reserva tendrá alguna penalidad en el mercado por indisponibilidad en sus unidades, es decir, si el Centro Nacional de Despacho (CND) estará llevando alguna estadística de disponibilidad al generador que vende en el contrato de reserva, para efectos contractuales con el generador que compra potencia firme a través del contrato de reserva.

Pan Am Generating, Ltd. (en adelante PANAM): señala que el compromiso de un contrato de Reserva es que aquel que es la parte vendedora, pueda cubrir la necesidad de quien solicita la reserva, por lo que no está de acuerdo con esta propuesta de modificación.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

La propuesta de adición del numeral en comento es para aclarar más lo que ya estaba planteado en las Reglas Comerciales en todo su contexto, y es que un agente que adquiere un compromiso de Potencia Firme de Largo Plazo (que es el esquema de Confiabilidad de Panamá), con el Mercado Mayorista de Electricidad a través de un Contrato de Suministro o mediante el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, siendo él, la Parte Vendedora, es el único responsable de dicho compromiso y no puede transferir esa responsabilidad a otro agente.

En caso de que la parte vendedora en un Contrato de Suministro o en el SAERLP, tuviese un faltante de Potencia Firme de Largo Plazo, ya sea por un mantenimiento, daño en sus unidades o cualquiera que sea el caso; la reglamentación le permite recurrir a contratar dicha potencia mediante Contratos de Reserva para cubrir sus requerimientos ante el Mercado; no obstante, esto no lo exime del compromiso que adquirió.

En caso de que la parte vendedora en un Contrato de Reserva, no posea Potencia Firme de Largo Plazo para cubrir los requerimientos de la parte compradora, es éste último el responsable ante la demanda y ante el Mercado y será quien incumpla a sus compromisos si no adquiere la Potencia Firme de Largo Plazo que le hace falta.

Para compensar estas penalidades, los contratos de reserva deben poseer los medios o herramientas legales que permitan a la parte compradora exigir una remuneración en caso de que la parte vendedora no cumpla con su compromiso y ocasione que el primero incumpla con el Mercado. Estas cláusulas no se deben incluir en la reglamentación, ya que al ser compromisos bilaterales entre agentes productores, dichas cláusulas son negociadas exclusivamente entre las mismas y variarán de acuerdo a las necesidades de cada uno. Los comentarios no se aceptan.

10.9. **Comentarios a la propuesta de modificación al numeral 5.3.1.4:**

FORTUNA: actualmente la normativa establece que el cálculo de la potencia firme de largo plazo de una central hidroeléctrica se realiza considerando la energía que puede ser colocada durante las ocho horas de máximo requerimiento

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Resolución AN No. 5061 -Elec
de 11 de enero de 2012
Página N° 7



del sistema durante cada uno de los días del mes con una probabilidad de excedencia del 95%; sin embargo, ahora al proponer que también se considere la “disponibilidad real de la central” de un periodo determinado para establecer su potencia firme, se debe tener la precaución de redactar la propuesta para que se comprenda claramente que la potencia firme de una central hidroeléctrica debe ser la que refleje la condición más crítica entre considerar la disponibilidad del recurso hídrico con probabilidad de excedencia del 95% o la disponibilidad real de la planta de los últimos 3 años; de lo contrario, esta propuesta incrementaría innecesariamente el riesgo regulatorio y de compra de energía y potencia para las generadoras hidroeléctricas existentes con contratos de suministro vigentes y una consecuente alza en el costo de abastecimiento futuro.

ETESA: solicita que se aclare si la propuesta de modificación presentada será la normativa que regirá hasta tanto se desarrolle la metodología solicitada.

AES: indican que la inclusión del literal e) rompe el equilibrio contractual de este mercado y la manera como ha estado reglamentado la potencia firme de las centrales hidroeléctricas poniendo en riesgos contratos de suministros de potencia firme y energía ya firmados, al introducirse una nueva variable que reducirá potencia firme de las centrales hidroeléctricas en Panamá.

Señalan estar en total desacuerdo con la inclusión del literal e), puesto que la potencia firme de una central hidroeléctrica o eólica, solo debe considerar la aleatoriedad de la hidrología o el régimen de vientos y las características de la central y del embalse o capacidad de regulación. Adicional, la potencia firme de una hidroeléctrica va en función de la central y no de las unidades de manera individual.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

El comentario de la empresa **FORTUNA** no es claro, ya que está proponiendo lo mismo que se ha llevado a consulta en este numeral, por lo tanto, no se acepta el mismo.

Con respecto al comentario de **ETESA** se indica que en la resolución que apruebe las Modificaciones a las Reglas Comerciales, se señalará la reglamentación que regirá, hasta tanto el Centro Nacional de Despacho (CND) desarrolle las Metodologías de Detalle que sean necesarias.

En cuanto a los señalamientos de **AES**, es necesario aclarar que el procedimiento para calcular la Potencia Firme de Largo Plazo de una central hidroeléctrica, que es la garantía de suministro del Sistema Interconectado Nacional, no se ha modificado. Lo que se busca con la propuesta de modificación es asegurar que el producto que se está ofreciendo, esté disponible realmente, por eso la Potencia Firme de Largo Plazo que se comercializa debe ser uniforme a lo largo del año, considerando aquellos elementos que la pueden afectar tal como la disponibilidad histórica real.

Actualmente, la señal económica que reciben los generadores para estar disponibles no es suficiente para que se minimice el efecto que la indisponibilidad de generación produce a los consumidores (menor confiabilidad, mayores costos de abastecimiento).

Por lo anterior, los comentarios presentados por **AES** no se aceptan.

10.10. Comentarios a la propuesta de modificación al numeral 5.3.1.5:

Pedregal Power Company (en adelante PEDREGAL): solicita modificar la redacción para que no quede sujeta a la disponibilidad real que se desprende de los tres (3) años anteriores. Al relacionar los cálculos de potencia firme con la

Resolución AN No. 5061 -Elec
de 11 de enero de 2012
Página N° 8



disponibilidad real de los tres (3) años anteriores, se distorsiona la potencia efectiva real con que cuenta el sistema, ya que el término disponibilidad según se define en la literatura corresponde a cualquier salida que afecta la operación de las unidades. Específicamente los procedimientos utilizados en nuestro mercado incluyen en este término además de las salidas forzadas los mantenimientos programados.

Señalan que los mantenimientos programados de (los) año(s) anterior(es), en la mayoría de los casos no son similares a los que se realizarán en el próximo año, lo cual consideran que distorsiona los cálculos de potencia firme para los agentes generadores, toda vez que de un año a otro los planes de mantenimientos programados, especialmente cuando se han realizado mantenimientos mayores, pueden variar significativamente y el efecto negativo no se limita únicamente al generador afectado, sino que la desviación acumulada por cálculos de la potencia efectiva afectara en términos generales al mercado pues la potencia firme con que cuente tiene un desfase no relacionado con el escenario de mayor probabilidad en lo que a mantenimientos se refiere, ya que se está limitando a índices calculados con mantenimientos programados ejecutados que no coinciden con los programados para el siguiente año.

Por último sugiere una redacción diferente para el numeral en comento.

PANAM: señala no estar de acuerdo con el numeral propuesto, por carecer de fundamentos para su aplicación.

Señalan que si un generador toma la decisión de comercializar toda su potencia efectiva, debe ser decisión del mismo agente el control de su riesgo, no del Centro Nacional de Despacho (CND), cuya función es operar y administrar el mercado, no la comercialización o administrar el riesgo de los participantes.

ETESA: solicita que se aclare que si la propuesta de modificación presentada será la normativa que regirá hasta tanto se desarrolle la metodología solicitada.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Con relación a los comentarios de las empresas **PEDREGAL** y **PANAM** se indica que en la actualidad, la Potencia Firme de Largo Plazo de los generadores térmicos depende de una evaluación comercial de los mismos. La señal económica que reciben los generadores térmicos para hacer su oferta firme no es suficiente para que se minimice el efecto que la indisponibilidad de generación produce a los consumidores (menor confiabilidad, mayores costos de abastecimiento).

La Potencia Firme de Largo Plazo es la garantía de suministro del Sistema Interconectado Nacional y no puede depender de la evaluación comercial del generador, por lo tanto la misma debe ser regulada en función de las indisponibilidades pasadas y/o futuras.

En vista que la Potencia Firme de Largo Plazo debe ser representativa a lo largo del año, es necesario ajustar en función de aquellos elementos que demuestren que la disponibilidad se ve afectada. Por todo lo anterior, no se aceptan estos comentarios y se mantiene la redacción del numeral en comento.

En cuanto al comentario de **ETESA** se señala que en la resolución que apruebe las Modificaciones a las Reglas Comerciales, se indicará la reglamentación que regirá, hasta tanto el Centro Nacional de Despacho (CND) desarrolle las Metodologías de Detalle que sean necesarias.

cl

cl

Resolución AN No. 5061 -Elec
de 11 de enero de 2012
Página N° 9



10.11. Comentarios a la propuesta de modificación al numeral 5.3.1.12:

ETESA: indica que la propuesta establece el plazo para que un autogenerador declare al Centro Nacional de Despacho (CND) sus excedentes firmes, pero este plazo parece contradecir el que se establece en el numeral 3.5.1.6; por lo que recomiendan aclararlo.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Este comentario ya fue atendido en una respuesta anterior.

10.12. Comentarios a la propuesta de modificación al numeral 5.5.7.1:

ACP: comenta que debido a la aplicación de estas modificaciones, la potencia firme del autogenerador sólo corresponderá al Excedente Firme declarado, y que siendo esto así, puede darse el caso que ante la indisponibilidad de parte de este excedente firme el autogenerador incumpla al SAERLP, sin que importe que pueda al mismo tiempo contar con potencia de otras unidades que fueron declaradas como Excedente no Firme.

Señala que de acuerdo a lo anterior, puede estar vendiendo compensaciones de potencia en momentos en que incumple al SAERLP, por lo que solicitan se les confirme si esta apreciación es correcta.

ETESA: señala que la propuesta presenta la siguiente redacción: “En el caso de autogeneradores, para la potencia comprometida, el Mercado tendrá prioridad sobre eventuales requerimientos propios adicionales a los previstos”; no obstante, no se detalla quién es “el Mercado”.

En ese sentido, consideran que parece entenderse que interanualmente el autogenerador no podrá disponer de más potencia firme a la originalmente declarada para satisfacer aumento en los requerimientos propios y proponen que en todo caso, es mejor aclararlo.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Lo planteado por **ACP** es correcto, se puede dar el caso de que un Autogenerador que vende en contratos la Potencia Firme de Largo Plazo correspondiente a sus Excedentes Firmes, y tenga faltantes por alguna razón, deba comprar los mismos a través de Contratos de Reserva y a la vez, se encuentre vendiendo potencia en el mercado de compensaciones de potencia con sus excedentes No Firmes.

En cuanto a lo señalado por **ETESA** la propuesta se refiere claramente al Mercado Mayorista de Electricidad, en el cual pueden comercializar su Potencia Firme los Agentes Productores nacionales, es decir, el Mercado Nacional, el Mercado Eléctrico Regional y/o el Mercado Colombiano.

El Autogenerador pondrá a disposición del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo la Potencia Firme de sus Excedentes Firmes de la misma manera que los Generadores y tendrá los mismos deberes y derechos, por lo tanto le aplican las mismas restricciones. No es necesaria una mayor aclaración por lo que no se acepta el comentario.

10.13. Comentarios a la propuesta de modificación al numeral 7.3.1.1:

ACP: solicita se aclare si se estimará una Potencia Máxima Comercial para excedentes firmes y no firmes. Lo anterior ya que los excedentes no firmes pueden venderse en compensaciones de potencia, por tanto deben ser incluidos en la Potencia Máxima Comercial.

Resolución AN No. 5061 -Elec
de 11 de enero de 2012
Página N° 10



Análisis de la Autoridad Reguladora:

El comentario se acepta. Se procederá a aclarar la redacción final.

10.14. Comentarios a la propuesta de modificación al numeral 11.2.1.2:

ETESA: Recomienda se elimine la última parte del numeral, ya que ese concepto de exportación no firme ya no aplica, parece haberse quedado de la versión de las Reglas Comerciales en las que se separó el Mercado Local del Mercado de Exportación.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Se acepta el comentario y se procederá a establecer lo que corresponda en la redacción final.

10.15. Comentarios a la propuesta de modificación al numeral 14.2.1.1:

ETESA: indica que este numeral establece la obligatoriedad que los autogeneradores y cogeneradores cuenten con sistemas SCADA y SMEC siempre que vendan en el mercado. Sugiere no restringir la obligación de estos equipos cuando vendan, sino también cuando retiren energía.

AES: señala que debe quedar claramente establecido que la obligatoriedad no debe establecerse en función de unidades, sino de centrales. Hay muchos casos donde el espacio físico de centrales en operación no permiten la instalación de dos o más SMEC, además que no se agrega valor la instalación de SMEC a cada unidad cuando la instalación de un solo medidor comercial lo permite.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

La propuesta de modificación está orientada a los Participantes Productores, por lo que es necesario la obligatoriedad del SMEC en cada unidad o GGC de generación que vende al Mercado; no obstante, se procederá a revisar la redacción final para indicar que la obligatoriedad se extiende solamente para los Autogeneradores cuando actúan como Agentes Productores.

10.16. Comentarios a la propuesta de modificación a los numerales 9.2.1.1 y 15.1.1.4:

AES: indica que no esta de acuerdo con la eliminación de las ofertas de importación de ocasión y solicita que se explique la eliminación.

Al respecto, aseguran que eliminar esta alternativa reduce la competitividad de Panamá de inyectar energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN) cuando se requiera.

PANAM: señala que no esta de acuerdo con que los autogeneradores menores de 5 MW, no declaren precio. En un mercado estrecho y de costo se debe evitar la especulación de precio, ya que esto podría perjudicar la compra de los generadores que estén contratados, introduciendo pérdidas financieras desmedidas.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Se indica a la empresa AES que las ofertas de importación no han sido eliminadas de la propuesta llevada a consulta. El comentario no se acepta.

El comentario de PANAM no se comprende, toda vez que precio y costo no son lo mismo. Si lo que quiere decir PANAM es por qué los Autogeneradores menores de 5 MW si declaran ofertas de precio, de acuerdo a los análisis

Resolución AN No. 5061 -Elec
de 11 de enero de 2012
Página N° 11



realizados se determinó que una capacidad de 5 MW no supone un poder de mercado que puede fijar precios, además, con el fin de evitar que se establezcan barreras de entrada a pequeños autogeneradores, a los mismos cuyos excedentes no superen los 5MW, se les exige de presentar Costos Variables los cuales deben ser auditados. Por lo anterior el comentario no se acepta.

10.17. Comentarios a la propuesta de modificación al numeral 15.3.1.3:

ACP: señala que al comparar este numeral con el actual, observamos que ya no incluye la frase **“La ASEP realizará una o más audiencias públicas”**. Solicitan que se aclare si a futuro no se contará con Audiencias Públicas.

PEDREGAL: indica que como se está eliminando la oportunidad de participar en las audiencias públicas, solicitan definir las consultas como consultas públicas, toda vez que entre las funciones y atribuciones de esta Autoridad Reguladora (Artículo 19 – Numeral 18 – Decreto Ley No 10 del 22 de enero de 2006) se establece a esta entidad como organizador de Audiencias Públicas y este acto como medio de consulta a fin de que logre el cumplimiento de sus objetivos, entre estos las modificaciones a las normas que regulan el sector.

Señalan que esta propuesta de modificación incluye el cambio en la modalidad de la participación ciudadana, y solicita que para seguir manteniendo la participación general en esta se especifique que las consultas son públicas.

Tanto la Audiencia Pública como la Consulta pública se encuentran establecidas en las normas para la transparencia en la gestión pública de (Ley No.6 del 22 de enero de 2002) por lo cual permitirán al igual que lo hacía la Audiencia Pública, la participación no solo de los participantes de mercado sino de la ciudadanía en general que puedan verse afectados con los cambios propuestos.

Considera que si se plantean los cambios en la norma al limitarlo a consulta estos promueven la pérdida de transparencia en la administración por parte de las autoridades del sector contrario a las leyes que los regulan y que fomentan la participación y apertura hacia el público en general.

ETESA: señala que se ha eliminado el proceso de Audiencia Pública para tramitar cambios a las Reglas Comerciales y solo lo deja hasta el nivel de consultas entre la ASEP y los Participantes del Mercado. Observan que no se define el alcance de esta gestión de consultas de modo que no pueden saber si serán de amplia cobertura como ha sido hasta ahora. Siendo así, considera que el proceso de Audiencia Pública debe mantenerse o reemplazarse por un procedimiento de consulta amplio y normado, pero la propuesta no lo dice.

PANAM: manifiesta que esta Autoridad Reguladora debe permitir la participación ciudadana abierta e indiscriminada.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

La modificación se realiza para que la reglamentación sea cónsona con lo aprobado mediante Resolución AN No. 2821-Elec de 29 de julio de 2009, cuyo artículo Segundo establece lo siguiente:

“SEGUNDO: ADVERTIR que las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad, sólo podrán modificarse mediante la celebración de una Consulta Pública, la cual podrá realizarse a solicitud de los agentes del mercado, o de oficio, y se efectuará en la fecha y forma que determine Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.”

Resolución AN No. 5061 -Elec
de 11 de enero de 2012
Página N° 12



11. Que con la finalidad de que los Autogeneradores implementen los cambios que requieran sus respectivas empresas (separación contable cuando aplique, instalación y certificación del Sistema de Medición) para el cumplimiento de algunos numerales de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad conforme sean modificadas a través de la presente Resolución, procede otorgar un periodo adicional de cuatro (4) meses para que los mismos entran en vigencia;
12. Que con fundamento en lo anteriormente expuesto, esta Autoridad Reguladora;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR las modificaciones a las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, expedidas mediante Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones, las cuales se transcriben en el **ANEXO A** de la presente Resolución, el cual forma parte integral de la misma.

SEGUNDO: COMUNICAR que para todos los efectos no contemplados en la modificación objeto de la presente Resolución, queda vigente e inalterable el resto de la Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998, la cual ha sido modificada a través de las Resoluciones No. JD-763 de 8 de junio de 1998, No. JD-3207 de 22 de febrero de 2002, No. JD-3463 de 21 de agosto de 2002, No. JD-4812 de 22 de junio de 2004, No. JD-5864 de 17 de febrero de 2006, AN No. 2821-Elec de 29 de julio de 2009, AN No. 2969-Elec de 23 de septiembre de 2009, AN No. 3476-Elec de 10 de mayo de 2010 y AN No. 4581-Elec de 11 de julio de 2011.

TERCERO: ORDENAR al Centro Nacional de Despacho (CND) que revise y actualice las Metodologías de Detalle para que las mismas se adecuen a los procedimientos establecidos en la presente Resolución. Dichas Metodologías de Detalle deben entrar a regir dentro de un plazo de cuatro (4) meses contado a partir de la promulgación de la presente Resolución.

CUARTO: COMUNICAR que hasta tanto el Centro Nacional de Despacho (CND) realice las adecuaciones a las Metodologías de Detalle que sean necesarias, regirá lo normado en las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad conforme lo establecido en los artículos Primero y Segundo de la presente Resolución.

QUINTO: Esta Resolución rige a partir de su publicación con excepción de los numerales 3.5.1.1; 3.5.1.3; 3.5.1.4; 3.5.1.5; 3.5.1.6; 4.1.3.5; 5.3.1.12; 5.5.4.3; 5.5.7.1; 7.3.1.1; 9.2.1.1; 10.3.1.4; 10.7.1.4 y 15.1.1.4, los cuales entrarán a regir dentro de un plazo de cuatro (4) meses contado a partir de la promulgación de la presente Resolución.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones; y, Resolución AN No. 4835-Elec de 20 de octubre de 2011.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


ZELMAR RODRÍGUEZ CRESPO
Administradora General

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 12 días del mes de enero de 20 12.


FIRMA AUTORIZADA

29

29



ANEXO A

REGLAS PARA EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

REGLAS COMERCIALES

RESOLUCIÓN AN No. 5061 –Elec. de 11 de enero de 2012

**I. SE MODIFICAN LOS SIGUIENTES NUMERALES:****2.1 Se adicionan las siguientes definiciones:**

Excedentes firmes: En el caso de un Autogenerador corresponden a la suma de las Potencias Firmes de Largo Plazo y energía asociada de sus unidades de generación o GGC que podrán comercializar, de la misma manera en la que los Generadores comercializan su Potencia Firme de Largo Plazo. Se definen una vez que el autogenerador establece sus requerimientos. En el caso de los Cogeneradores, al ser sus excedentes un subproducto de un proceso, el cual no está ligado a la generación eléctrica, los mismos carecen de firmeza, por lo que no pueden ofertar Excedentes Firmes al Mercado Mayorista de Electricidad.

Excedentes no firmes: Tanto para un autogenerador como un cogenerador corresponden a la porción de potencia y/o energía que el Autogenerador o Cogenerador establece para cubrir su requerimiento y que cuando no se utiliza la vende en el Mercado Ocasional y en las Compensaciones Diarias de Potencia e incluso a contratos en donde no exista obligación en cuanto a la cantidad de energía, como son los contratos de Energía Excedente.

3.5.1.1 Cada Autogenerador y Cogenerador que sea Participante del Mercado puede vender excedentes firmes o no firmes y comprar faltantes, previo cumplimiento de lo establecido en las presentes Reglas Comerciales y en las Reglas de Compra. Toda referencia en las presentes Reglas Comerciales a un Autogenerador se entiende que incluye también al Cogenerador, salvo que se explicita lo contrario.

3.5.1.2 Cuando un Autogenerador compre faltantes en el Mercado para el abastecimiento de su demanda, el CND debe considerarlo como un Participante Consumidor, y el Autogenerador deberá pagar por dicha compra de energía, por los servicios auxiliares, las pérdidas asociadas y, cuando corresponda, los cargos por el uso de redes de transmisión y/o distribución, a tarifas reguladas.

3.5.1.3 Cuando un Autogenerador y/o Cogenerador venda energía en el Mercado Ocasional, previo cumplimiento de lo establecido en las presentes Reglas Comerciales y en las Reglas de Compra, el CND debe considerarlo como un Participante Productor, al que se le aplican las mismas reglas que rigen para los Generadores y, le corresponderá una remuneración por la energía que vende. Asimismo deberá pagar los cargos por el uso de las redes de transmisión y/o de distribución a tarifa regulada, según corresponda. Las pérdidas entre los puntos de producción y el o los nodos de venta serán a costo del mismo. Los costos variables a considerar en el despacho serán los que corresponden a las unidades térmicas ofertadas, en los nodos de entrega al Sistema acordados con el CND. Cuando la energía ofrecida corresponda a una unidad de cogeneración, el costo variable considerado para su despacho será cero.

3.5.1.4 Cuando un Autogenerador venda potencia en el Mercado, el CND debe considerarlo como un Participante Productor, al que se aplican las mismas reglas que rigen para los Generadores; la potencia que puede vender al Mercado corresponderá a la suma de la Potencia Firme de las unidades que posea menos la potencia Firme destinada por el Autogenerador para el cubrimiento de los requerimientos propios. El CND deberá establecer la Metodología para verificar la disponibilidad de potencia en el o los nodos de venta del Autogenerador al Mercado.



3.5.1.5 Al Autogenerador que participe en el Mercado Mayorista y aporte Servicios Auxiliares de reserva de Corto Plazo, previo cumplimiento de lo establecido en las presentes Reglas Comerciales, se le pagará la remuneración correspondiente. El CND deberá establecer la Metodología sobre los requisitos a cumplir por un Autogenerador para quedar autorizado a proveer Servicios Auxiliares de reserva de corto plazo, que serán similares a los exigidos a un Generador. En particular, deberá informar las disponibilidades de excedentes de potencia para el Mercado en el corto plazo y las unidades origen de los mismos.

3.5.1.6. Cada año a más tardar el 10 de Octubre, el Autogenerador definirá sus requerimientos de potencia y energía propios para el año siguiente y las unidades destinadas a cubrirlos, los que serán informados al CND. Los excedentes deberán ser ofertados en los Actos de Concurrencia que convoque el Gestor en función de lo establecido en las Reglas de Compra, aquellos excedentes firmes no comprometidos como resultado de la participación en los Actos de Concurrencia podrán ser vendidos por contratos a Grandes Clientes o Distribuidores u ofertados como potencia firme de largo plazo.

4.1.3.5 Los contratos no pueden establecer un compromiso físico bilateral que obligue una determinada generación dentro de la República de Panamá. La energía que producirá cada GGC será resultado del despacho y de la operación real, y por lo tanto, independiente de la existencia o no de contratos. Se excluye de esta consideración a la generación de un Autogenerador y/o Cogenerador reservada para el cubrimiento de sus requerimientos propios.

5.3.1.4 El CND debe calcular la potencia firme de largo plazo de cada central hidroeléctrica y eólica con los modelos y procedimientos definidos en el Reglamento de Operación. El procedimiento de cálculo deberá tener en cuenta:

- a) La aleatoriedad de la hidrología o el régimen de vientos;
- b) Para las hidroeléctricas, las características del embalse, de existir, y su capacidad de regulación y de empuntamiento;
- c) Las características de la central;
- d) Para cada central hidroeléctrica de una cadena, la topología de otras centrales ubicadas sobre la misma cuenca, que afectan los caudales entrantes y/o capacidad de generación de la central.
- e) La disponibilidad real de la central en los últimos tres años para cada una de sus unidades generadoras 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. La forma como estos valores afectarán el cálculo de la Potencia Firme será establecido en la correspondiente Metodología de Detalle.

5.3.1.5 La Potencia Firme de Largo Plazo de una unidad generadora térmica es su potencia efectiva afectada 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



MODIFICACIONES A LAS REGLAS COMERCIALES

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, 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. La forma como estos valores afectarán el cálculo de la Potencia Firme será establecido en la correspondiente Metodología de Detalle. Si el Participante Productor ha estado disponible los tres últimos años y asume el compromiso del 100 % de su potencia efectiva, la potencia firme de largo plazo de la unidad coincidirá con su potencia efectiva. La disponibilidad comprometida puede ser variable a lo largo del año.

5.3.1.6 Para cada Participante Productor, el CND deberá realizar el seguimiento semanal, mensual y anual de:

- a) Indisponibilidad registrada en cada unidad generadora térmica e hidráulica y GGC térmico y central hidroeléctrica, y total;
- b) Incumplimiento semanal y anual a sus compromisos de potencia en contratos y al servicio auxiliar de reserva de largo plazo, calculados de acuerdo a lo que establecen las presentes Reglas Comerciales. Este cálculo se realizará solo para efectos de determinar si corresponden ajustes a la Potencia Firme de largo plazo y compensaciones por el aporte al Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo.

5.3.1.12 Antes del 10 de Octubre de cada año, el CND enviará a los Participantes Productores la potencia firme de largo plazo para el año siguiente, junto con la información de indisponibilidad e incumplimientos que lo justifica. Dentro de los siguientes 10 días los Participantes Productores podrán enviar observaciones y requerir ajustes debidamente justificados. El CND deberá analizar las observaciones que reciba y, de considerarlas justificadas, realizar los ajustes correspondientes. El CND deberá notificar al Participante Productor cuya observación rechace, el motivo de dicho rechazo. Antes de esa fecha los Autogeneradores y/o Cogeneradores que disponen de Excedentes Firmes enviarán al CND el detalle de la reserva de potencia para cubrimiento de sus requerimientos propios para el año siguiente, con discriminación mensual, detallando las unidades asignadas a esa función, total o parcialmente.

5.5.4.3 Un Participante Productor sólo puede ofertar la potencia firme de largo plazo que no esté comprometida en Contratos de Suministro ni vendida en Contratos de Reserva. La oferta debe indicar la potencia que compromete aportar y el precio requerido. Un Autogenerador solo puede ofertar potencia correspondiente a Excedentes Firmes, no comprometidos en Contratos de Suministro ni vendida en Contratos de Reserva

5.5.7.1 El Participante Productor que compromete potencia al servicio auxiliar de reserva de largo plazo no podrá venderla a terceros durante el período en que se compromete como reserva. En el caso de Autogeneradores, para la potencia comprometida, el Mercado tendrá prioridad sobre eventuales requerimientos propios adicionales los previstos.

7.3.1.1 Cada día el CND debe determinar la potencia máxima comercial en cada GGC en la hora de máxima generación, denominada potencia máxima comercial diaria teniendo en cuenta:

- a) Indisponibilidad y/o restricciones técnicas de las unidades y de la central en que se ubica;



MODIFICACIONES A LAS REGLAS COMERCIALES

- b) Restricciones propias, tales como límites a la capacidad máxima y/o restricciones en el abastecimiento de combustibles en unidades térmicas o disponibilidad de agua y falta de salto en una central hidroeléctrica;
- c) Si el Participante Productor se conecta a la red de transmisión a través de una línea que le pertenece, indisponibilidad o restricciones en dicha línea.
- d) Para los Autogeneradores y/o Cogeneradores, se considerará para cada unidad de generación o GGC la potencia de los Excedentes Firmes y No firmes, respecto de los requerimientos de consumo de energía propios asignados a la misma, en el o los nodos de entrega al Mercado.

9.2.1.1 El Costo Variable aplicable al despacho está dado por:

- a) El Costo Variable de operación para la generación térmica de Generadores y Autogeneradores, definido en el Reglamento de Operación.
- b) El valor del agua para las centrales hidroeléctricas, calculado por el CND de acuerdo a lo que se establece en estas Reglas Comerciales y las reglas técnicas y operativas del Reglamento de Operación;
- c) El precio ofertado de importación en la interconexión, que para el caso de los contratos será el declarado al CND por el Participante Nacional, y para el caso de la importación de ocasión será el informado por el EOR.
- d) El precio ofertado por Autogeneradores cuyos excedentes totales no superen los 5 MW.
- e) Un Costo Variable igual a cero para generación originada en procesos de cogeneración.

9.6.1.9 La Generación Obligada se mantendrá mientras la restricción que la origine esté presente, salvo el caso de aquella Generación Obligada que resulte de indisponibilidades de unidades de generación que declararon disponibilidad y fueron consideradas en el predespacho diario. En este caso la Generación Obligada resultante se aplicará hasta que el Participante Productor que la ocasionó se declare disponible al despacho o se elimine la restricción, o hasta las 24:00 horas del día en operación. Los redespachos que se realicen durante el día no podrán modificar la condición de generación obligada, a menos que la unidad se declare disponible, o se elimine la restricción.

10.3.1.4 El CND debe calcular para cada Participante Productor su remuneración mensual por servicios auxiliares del sistema como la integración de su potencia disponible en las horas en que estuvo disponible para servicios auxiliares del sistema, multiplicada por el precio por hora de disponibilidad de servicios auxiliares del sistema. En el caso de los Autogeneradores y/o Cogeneradores debe considerarse la potencia correspondiente a los excedentes disponibles para el sistema en el nodo de entrega.

10.7.1.4 El costo del Servicio Auxiliar de Seguimiento de Demanda, estará dado por la suma de los siguientes conceptos:

- a) El costo de arranque y parada de un GGC, habiendo sido parado por resultar más económico desde el punto de vista del despacho. Incluirá el costo de arranque y parada de



MODIFICACIONES A LAS REGLAS COMERCIALES

todo GGC cuya parada anterior haya sido decidida por el CND, salvo que entre dicha parada y su posterior arranque el Generador haya utilizado la parada para realizar tareas de mantenimiento y que no corresponda a costos de arranques y paradas asociados a los sobrecostos de generación obligada, relacionados a otros eventos de acuerdo con el numeral 9.6.1.8.

- b) El sobrecosto de generación obligada de un GGC, cuando por despacho económico, resulta generando obligada por las restricciones de arranque y parada indicadas en el numeral 10.7.1.3., al resultar el costo total de operación del sistema con dicha generación obligada, menor que el costo total de operación del sistema, si se parara el GGC. En el caso de los Autogeneradores y/o Cogeneradores sólo se reconocerán costos de arranque y parada o costo de generación obligada cuando dichos costos no se hubiesen suscitado por requerimientos propios del Autogenerador y/o Cogenerador.

11.2.1.2 Para cada Período Característico, el CND debe calcular las pérdidas de energía integrando, para las horas del período, la diferencia entre generación horaria y consumo horario y deberán ser valorizadas aplicando el procedimiento indicado en el numeral 11.1.1.2.

14.2.1.1 Los Participantes deben contar con un Sistema de Medición Comercial (SMEC), independiente del SCADA, para las transacciones comerciales en el Mercado en cada nodo en que inyecten o consumen energía. Para el caso de un Participante Productor, la obligación aplica a la generación que vende al Mercado, en los nodos correspondientes. En el caso de un Autogenerador, el SMEC que se implemente debe permitir discriminar el origen de la generación que vende al Mercado.

15.1.1.4 Cada día junto con el análisis de la operación del día anterior, el CND debe informar a los Participantes:

- a) Los costos variables aplicables al despacho;
- b) Las ofertas de Autogeneradores, cuyos excedentes totales no superen los 5 MW y de importación de ocasión (cantidades y precios);
- c) Los requerimientos de exportación de ocasión;
- d) Las restricciones activas que afectaron el despacho;
- e) La generación obligada;
- f) Los arranques y paradas realizadas y su costo, cuando corresponda;
- g) Los precios de la energía en el Mercado Ocasional y cuando corresponda, los precios de la energía para exportación;

15.3.1.3 La ASEP realizará una o más consultas a los Participantes del Mercado, informando las modificaciones en estudio y su justificación. Los Participantes podrán enviar sus observaciones y/o propuestas alternativas. La ASEP tendrá en cuenta e informará las observaciones recibidas de los Participantes para justificar o no la necesidad de la modificación y, de justificar el cambio, el modo de implementarlo.

Se adiciona el siguiente numeral:

4.5.3.6 Un Participante Productor que compra Potencia Firme de otro Participante Productor a través de Contratos de Reserva para vender en el Mercado y/o para reserva de respaldo de las



MODIFICACIONES A LAS REGLAS COMERCIALES

obligaciones asumidas en los Contratos de Suministro en que sea la parte vendedora es el único responsable ante el comprador de energía o potencia por los compromisos asumidos.

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 12 días del mes de enero de 20 12

FIRMA AUTORIZADA